Comisión Nacional de Energía Eléctrica

Estudio de Confiabilidad de los Proyectos Integrales de Ampliación y Desarrollo de los Sistemas Secundarios de Sub-Transmisión en la región central

PLANES DE EXPANSIÓN
Sistema Eléctrico Guatemalteco
UNA VISIÓN A LARGO PLAZO

Comisión Nacional de Energía Eléctrica

Presidente

Ingeniero Carlos Eduardo Colom Bickford

Director

Ingeniero Enrique Moller Hernández

Director

Ingeniero César Augusto Fernández Fernández

Gerente General

Ingeniero Sergio Oswaldo Velásquez Moreno

Elaboró la División de Proyectos Estratégicos

Jefe División de Proyectos Estratégicos

Ingeniero José Rafael Argueta Monterroso

Jefe Departamento de Planificación de Proyectos

Ingeniero Fernando Alfredo Moscoso Lira

Equipo de trabajo

Ingeniero Juan Carlos Morataya Ramos

Ingeniero Gustavo Adolfo Ruano Martínez

Analista Alejandra Patricia Maldonado Castellanos

Analista Luis Fernando Rodríguez Santizo

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE GENERAL **3**

ÍNDICE GRÁFICO **4**

RESUMEN EJECUTIVO **6**

INTRODUCCIÓN **9**

OBJETIVOS **11**

CAPÍTULO 1 ..... **12**

ANTECEDENTES 12
Marco Legal *12*
Obras de Transmision *12*
Estudios de Confiabilidad *13*
Premisas del Estudio *16*
DESCRIPCIÓN DE PROYECTOS 18
Proyecto Integral Escuintla *18*
Proyecto Integral Antigua-Amatitlán-Villa Nueva *23*
Proyecto Integral Ciudad Guatemala *27*

CAPITULO 2 ..... **34**

RESULTADOS 34
Resultados Proyecto Integral Escuintla *34*
Resultados Proyecto Integral Antigua-Amatitlán-Villa Nueva *39*
Resultados Proyecto Integral Ciudad Guatemala *44*
ANÁLISIS DE REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS 49

CONCLUSIONES **54**

ANEXOS **55**

ANEXO A 55
Nemónicos *55*
Acrónimos y siglas *56*
Unidades de medida *56*
Múltiplos *56*
ANEXO B 57
Glosario *57*
Referencias *58*

ÍNDICE GRÁFICO

Ecuaciones

Ecuación 1 Costo de la Energía no Suministrada 14
Ecuación 2 Costo del Beneficio de la Confiabilidad Asociada 15

Gráficas

Gráfica 1 Unifilar Escuintla actual 20
Gráfica 2 Unifilar Proyecto Integral Escuintla 21
Gráfica 3 Diagrama Proyecto Integral Escuintla 22
Gráfica 4 Unifilar Antigua-Amatitlán-Villa Nueva actual 24
Gráfica 5 Unifilar Proyecto Integral Antigua-Amatitlán-Villa Nueva 25
Gráfica 6 Diagrama Proyecto Integral Antigua-Amatitlán-Villa nueva 26
Gráfica 7 Unifilar Ciudad Guatemala Sur actual 29
Gráfica 8 Unifilar Ciudad Guatemala Este actual 30
Gráfica 9 Unifilar Ciudad Guatemala Norte actual 30
Gráfica 10 Unifilar Proyecto Integral Ciudad Guatemala Sur 31
Gráfica 11 Unifilar Proyecto Integral Ciudad Guatemala Este 32
Gráfica 12 Unifilar Proyecto Integral Ciudad Guatemala Norte 32
Gráfica 13 Diagrama Proyecto Ciudad Guatemala 33
Gráfica 14 Energía no suministrada caso Escuintla 35
Gráfica 15Diferencia energía no suministrada caso Escuintla 36
*Gráfica 16 Costo energía no suministrada (10*BTS) caso Escuintla* 37
Gráfica 17 Diferencia costo de energía no suministrada caso Escuintla 38
Gráfica 18 Energía no suministrada caso Antigua-Amatitlán-Villa Nueva 40
Gráfica 19 Diferencia energía no suministrada caso Antigua-Amatitlán-Villa Nueva 41
*Gráfica 20 Costo energía no suministrada (10*BTS) caso Antigua-Amatitlán-Villa Nueva* 42
Gráfica 21 Diferencia costo energía no suministrada caso Antigua-Amatitlán-Villa Nueva 43
Gráfica 22 Energía no suministrada caso Ciudad Guatemala 45
Gráfica 23 Diferencia energía no suministrada caso Ciudad Guatemala 46
*Gráfica 24 Costos de energía (10*BTS) caso Ciudad Guatemala* 47
Gráfica 25 Diferencia costo energía no suministrada caso Ciudad Guatemala 48
Gráfica 26 Pérdidas en la red (MW) 50
Gráfica 27 Costo de perdidas horarias época lluviosa 51
Gráfica 28 Costo de perdidas horarias época seca 52
Gráfica 29 Costo de pérdidas al año 53

Tablas

TABLA 1 RESUMEN DE PROYECTOS INTEGRALES....6
TABLA 2 RESUMEN DE RESULTADOS....7
TABLA 3 RESUMEN DE RESULTADOS "REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS"....8
TABLA 4 PARÁMETROS DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN....18
TABLA 5 SUBESTACIONES PROYECTO INTEGRAL ESCUINTLA....19
TABLA 6 LÍNEAS DE TRANSMISIÓN PROYECTO INTEGRAL ESCUINTLA....19
TABLA 7 SUBESTACIONES PROYECTO INTEGRAL ANTIGUA-AMATITLÁN-VILLA NUEVA....23
TABLA 8 LÍNEAS DE TRANSMISIÓN PROYECTO INTEGRAL ANTIGUA-AMATITLÁN-VILLA NUEVA....23
TABLA 9 SUBESTACIONES PROYECTO INTEGRAL CIUDAD GUATEMALA....27
TABLA 10 LÍNEAS DE TRANSMISIÓN PROYECTO INTEGRAL CIUDAD GUATEMALA....28
TABLA 11 USUARIOS BENEFICIADOS PROYECTO INTEGRAL ESCUINTLA....34
TABLA 12 USUARIOS BENEFICIADOS PROYECTO INTEGRAL ANTIGUA-AMATITLÁN-VILLA NUEVA....39
TABLA 13 USUARIOS BENEFICIADOS PROYECTO INTEGRAL CIUDAD GUATEMALA....44
TABLA 14 ANÁLISIS DE PÉRDIDAS....49
TABLA 15 FACTORES ECONÓMICOS PARA LA VALORIZACIÓN DEL BENEFICIO ECONÓMICO POR REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS DE TRANSMISIÓN....49

RESUMEN EJECUTIVO

El principal objetivo de este estudio es evaluar las redes de 69 kV pertenecientes al sistema secundario de transmisión del Sistema Nacional Interconectado –SNI–, con el fin de determinar, por medio de los diferentes estados operativos de dichas redes la Energía no Suministrada (ENS) –*Expected Energy Not Served* (EENS)– y su costo asociado. A partir de esta metodología basada en el análisis de confiabilidad de las redes de transmisión del sistema secundario, se obtiene una valoración del beneficio asociado a la ampliación y reforzamiento de dichas redes de transmisión.

Para la realización del estudio se identificaron, modelaron y analizaron cinco casos de operación del Sistema Nacional Interconectado, el primero es el sistema secundario de transmisión en condiciones de operación actual, denominado Caso Base –CB– y los restantes, constituyen un conjunto de casos del Sistema Nacional Interconectado en el cual se toman en cuenta las obras de transmisión de los Proyectos Integrales de ampliación y desarrollo de los sistemas secundarios de sub-transmisión en la Región Central, denominados Casos Mejorados –CM–. Los Proyectos Integrales que forman parte de cada Caso Mejorado son:

- Proyecto Integral Escuintla
- Proyecto Integral Antigua-Amatitlán-Villa nueva
- Proyecto Integral Ciudad Guatemala

En la siguiente tabla se muestra un resumen de las obras de cada uno de los proyectos, así como los usuarios, grandes usuarios y generadores beneficiados y la inversión para cada uno de ellos.

Tabla 1 Resumen de Proyectos Integrales

Resumen de Proyectos Integrales				
	Escuintla	Antigua-Amatitlán-Villa Nueva	Ciudad de Guatemala	Total
Subestaciones Nuevas	5	1	2	8
Ampliación de Subestaciones	4	0	5	9
Km de líneas	115	105	45	265
Usuarios en baja tensión beneficiados	95,000	200,000	468,000	763000
Grandes usuarios beneficiados	79	158	533	770

Generadores Beneficiados	5	4	0	9
Inversión	US$13.5 millones	US$ 10.5 millones	US$10 millones	US $ 34 millones

Para cada uno de los casos mencionados anteriormente, se realizaron estudios de confiabilidad y estudios de estado estable (flujo de carga), obteniéndose, para cada caso, desde el punto de vista de confiabilidad, la Energía no Suministrada y su Costo asociado, que se resumen en el siguiente cuadro:

Tabla 2 Resumen de resultados

Resumen de Resultados del Estudio de Confiabilidad						
Proyecto Integral	ENS CB MWh/año	ENS CM MWh/año	Dif. %	CENS CB US$	CENS CM US $	Dif. %
Escuintla	36,500	18,500	50	12,400,000	6,300,000	50
Antigua-Amatitlán-Villa Nueva	105,700	27,000	75	38,000,000	9,400,000	75
Ciudad Guatemala	239,000	135,000	45	68,300,000	34,400,000	50
Total	381,200	180,500	53	118,700,000	50,100,000	58

ENS CB: *Energía no Suministrada del Caso Base*
ENS CM: *Energía no Suministrada del Caso Mejorado*
CENS CB: *Costo de la energía no suministrada del Caso Base*
CENS CM: *Costo de la energía no suministrada del Caso Mejorado*
Dif: *Diferencia entre energía no suministrada y costo de la energía no suministrada*

La diferencia total entre la Energía no Suministrada entre el caso base y el caso mejorado es de 200,700 MWh/año; y la diferencia total entre el Costo de la Energía no Suministrada entre ambos casos es de US $68,600,000,00 al año.

Los resultados del estudio evidencian que la entrada en operación comercial de las obras de transmisión que constituyen los Proyectos Integrales de ampliación y desarrollo de los sistemas secundarios de sub-transmisión en la Región Central en su conjunto producen un beneficio económico que asciende a los **US $ 68,600,000.00**, suma que refleja una considerable mejora en la confiabilidad de la red, por cuanto la construcción de dichas obras en su conjunto, reduce la ENS en un 112%.

Por último, es importante señalar la construcción de las obras de transmisión que constituyen los Proyectos Integrales de ampliación y desarrollo de los sistemas secundarios de sub-transmisión en la Región Central, también contribuye con la reducción de las pérdidas de transmisión en la red, haciendo que su explotación sea más eficiente. Dicha reducción en las pérdidas de transmisión es equivalente a la instalación de una central de generación distribuida renovable del orden de los **4 MW**.

Tabla 3 Resumen de resultados "Reducción de pérdidas"

Resumen de los resultados de Estado Estable		
Proyecto Integral	Pérdidas (MW)	Reducción (MW)
Anillo Costa Sur	56.0	1.05
Anillo Centro – Occidente	55.3	1.83
Reforzamiento Centro –Guatemala	56.1	1.04

La central de generación distribuida renovable de aproximadamente 4 MW, representa una reducción en la emisión de Dióxido de Carbono (CO2) alrededor de 21,200 TM al año, esto se puede traducir como un beneficio para el medio ambiente ya que el CO2 es un gas de efecto invernadero que contribuye al calentamiento global.

El impacto de esta reducción se reflejará en las tarifas de los usuarios finales, ya que el porcentaje de pérdidas, incluido en la tarifa, disminuirá debido al aumento de la confiabilidad en la red; presentando un beneficio de US $315,000.00 al año.

INTRODUCCIÓN

La División de Proyectos Estratégicos como parte de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica presenta el **"Estudio de Confiabilidad de los Proyectos Integrales de ampliación y desarrollo de los Sistemas Secundarios de sub-transmisión en la Región Central"**, en el cual se analiza, desde el punto de vista de Confiabilidad, el sistema de transporte de energía eléctrica actual así como el sistema de transporte de energía eléctrica que resulta de la entrada en operación comercial de los proyectos integrales de adecuación y ampliación de las redes de transporte que forman parte del Sistema Secundario de la Región Central del Sistema Nacional Interconectado que fueron identificados para su realización en el marco del Plan de Expansión del Sistema de Transporte 2008-2018.

El análisis de Confiabilidad de la red de transporte de energía eléctrica se hace con el objetivo principal de conocer los beneficios técnicos y económicos que la operación de los Proyectos Integrales de ampliación y reforzamiento del sistema secundario de la Región Central adiciona al Sistema Nacional Interconectado en su conjunto. Las obras de transmisión de estos proyectos integrales, se clasificaron en seis categorías:

- Líneas de transmisión nuevas.
- Ampliación de la capacidad de Líneas de transmisión existentes.
- Subestaciones de transformación nuevas.
- Ampliación en Subestaciones de transformación existentes.
- Subestaciones de maniobras nuevas.
- Ampliación en subestaciones de subestaciones de maniobras existentes.

Cada una de las obras de transmisión que hacen parte de los Proyectos Integrales, fueron modeladas para dar lugar a cinco casos de estudio, uno denominado Caso Base –CB– que considera la operación del Sistema Nacional Interconectado en condiciones actuales y los restantes denominados Casos Mejorados –CM– que toman en cuenta la entrada en operación comercial de las obras de transmisión que constituyen cada uno de los Proyectos Integrales de ampliación y desarrollo de los Sistemas Secundarios de sub-transmisión en la Región Central; los cinco casos fueron analizados desde el punto de vista de Confiabilidad del sistema tomando en cuenta los registros de frecuencia y duración de las interrupciones del suministro de energía.

De los resultados del estudio de Confiabilidad, tanto para los Casos Mejorados como para el Caso Base, se obtuvo la Energía no Suministrada –ENS– (*Expected Energy Not Served* – EENS–) (MWh) así como su costo asociado; a partir de los cuales fue posible establecer el beneficio técnico y económico que las obras de transmisión en su conjunto producen a la operación del Sistema Nacional Interconectado.

Para la elaboración del estudio de Confiabilidad se realizaron las siguientes actividades:

1. Se modelaron las obras de transmisión correspondientes a los casos del estudio de la siguiente manera:

a. **Caso Base (CB)**: Operación actual del SNI.

b. **Caso Mejorado 1 (CM1)**: Operación del SNI con la implementación de las Obras de Transmisión del Proyecto Integral Escuintla.

c. **Caso Mejorado 2 (CM2)**: Operación del SNI con la implementación de las Obras de Transmisión del Proyecto Integral Antigua-Amatitlán-Villa Nueva.

d. **Caso Mejorado (CM3)**: Operación del SNI con la implementación de las Obras de Transmisión del Proyecto Integral Ciudad Guatemala.

e. **Caso Mejorado 4 (CM4)**: Operación del SNI con la implementación de las Obras de Transmisión Proyectos Integrales Escuintla, Antigua-Amatitlán-Villa Nueva y Ciudad Guatemala.

2. Se realizó la simulación de Confiabilidad del Caso Base, con el cual se obtuvo la ENS, a partir de la cual se efectúo el cálculo del costo de la energía no suministrada en estas condiciones:

3. Se realizó la simulación de Confiabilidad de los cuatro Casos Mejorados, con los cuales se obtuvo la ENS, a partir de la cual se efectuó el cálculo del costo de la energía no suministrada para cada uno de los casos en las condiciones establecidas.

4. A partir de los resultados del costo de la Energía no Suministrada obtenida de los cinco casos (un Caso Base y cuatro Casos Mejorados), se calculó el Costo del Beneficio de la Confiabilidad Asociada (CBCA) que resulta de la diferencia del costo de cada uno de los Casos Mejorados y el Caso Base, implicando que un CBCA mayor a cero, significa que las obras de transmisión que representan el Caso Mejorado presentan un beneficio económico a la operación del sistema igual al valor del CBCA.

5. Se prepararon los resultados de comparación del Caso Base respecto a cada Caso Mejorado tanto para la ENS como para su costo asociado.

OBJETIVOS

1. Evaluar desde el punto de vista de Confiabilidad de la red, el sistema secundario de transporte de energía eléctrica en condiciones actuales y considerando las obras de transmisión que hacen parte de los Proyectos Integrales de ampliación y desarrollo de los Sistemas Secundarios de sub-transmisión en la Región Central.

2. Determinar el monto de la Energía no Suministrada que presenta el sistema secundario de transporte de energía eléctrica en condiciones actuales y futuras considerando la entrada en operación comercial de las obras de transmisión que forman parte de los Proyectos Integrales.

3. Determinar el beneficio técnico y económico desde el punto de vista de Confiabilidad del sistema, que la implementación de las obras de transmisión que forman parte de los Proyectos Integrales produce a la operación del Sistema Nacional Interconectado en su conjunto.

4. Determinar el beneficio técnico y económico de la reducción de las pérdidas de transmisión que la implementación de las obras de transmisión que forman parte de los Proyectos Integrales produce a la operación del Sistema Nacional Interconectado en su conjunto.

CAPÍTULO 1

ANTECEDENTES

MARCO LEGAL

La Ley General de Electricidad, mediante el Decreto número 93-96 del Congreso de la República, establece que es función de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, entre otras, cumplir y hacer cumplir dicha Ley y su reglamento, en materia de su competencia, velar por el cumplimiento de las obligaciones de los adjudicatarios y concesionarios, proteger los derechos de los usuarios, así como definir las tarifas de transmisión sujetas a regulación.

El Plan de Expansión del Sistema de Transporte 2008-2018, que fue aprobado mediante la Resolución CNEE-163-2008, establece que el crecimiento y los refuerzos en la red de 69kV de cada empresa de transporte se deben optimizar de manera coordinada con la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, considerando el crecimiento espacial y temporal de la demanda así como las expectativas de desarrollo en cada zona particular, incluyendo la demanda del sector industrial.

Para el efecto, la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, optimizó las obras de transmisión que conforman la ampliación y adecuación de los sistemas secundarios pertenecientes a la región central, por medio de una metodología basada en **estudios de confiabilidad** de las redes de transporte dando lugar a las especificaciones técnicas de dichas obras, las cuales fueron integradas en la resolución CNEE-153-2010.

OBRAS DE TRANSMISION

Las obras de transmisión de ampliación, adecuación y reforzamiento de los sistemas secundarios de transmisión de la región central fueron integradas en tres proyectos integrales:

- Proyecto Integral Escuintla
- Proyecto Integral Antigua-Amatitlán-Villa nueva
- Proyecto Integral Ciudad Guatemala

Dichos proyectos forman parte de un plan de ejecución de 3 años y constituyen:

- Líneas de transmisión nuevas.
- Ampliación de la capacidad de Líneas de transmisión existentes.
- Subestaciones de transformación nuevas.

- Ampliación en Subestaciones de transformación existentes.
- Subestaciones de maniobras nuevas.
- Ampliación en subestaciones de subestaciones de maniobras existentes.

Los proyectos integrales buscan mejorar los parámetros de confiabilidad con los cuales actualmente la demanda de las áreas de influencia de cada proyecto integral es satisfecha desde redes del Sistema Secundario del Sistema Nacional Interconectado, específicamente aquellas redes pertenecientes a la región central.

ESTUDIOS DE CONFIABILIDAD

La **confiabilidad** del suministro de energía Eléctrica se refiere a **valorar** monetariamente el beneficio que resulta de las ampliaciones y mejoras en la red de transmisión, cuando las mismas tienden a reducir y minimizar los cortes de energía a los usuarios ante fallas en dicha red, la confiabilidad del suministro, valora la existencia de suficientes instalaciones de transmisión y generación para atender la demanda actual y futura de los usuarios del servicio de energía eléctrica.

La red de transporte de energía eléctrica, puede operar en diferentes estados, donde cada estado corresponde a la ocurrencia de un determinado evento, por ejemplo la salida de una línea de transmisión debido a una falla en el sistema tal como una descarga electro atmosférica, un sobre voltaje debido a una maniobra en el sistema ó la caída de un árbol debido a una tormenta.

Los estados en los cuales una red de transmisión de energía eléctrica opera pueden ser tantos como combinaciones de elementos susceptibles a fallar en el sistema puedan existir; estando asociada a cada estado operativo una probabilidad de ocurrencia. Así pues, habrán estados operativos en un sistema que se registran más cantidad de veces en un año que otros, los cuales tendrán una probabilidad mayor de ocurrencia.

Los estados del sistema tienen un cierto grado de indeterminación lo que los convierte en **estados estocásticos** por lo que de acuerdo con la teoría de la probabilidad, estos pueden ser definidos por distribuciones y densidades probabilísticas para su posterior análisis. Esto constituye en esencia los estudios de confiabilidad en redes de transmisión de energía eléctrica.

Como aspectos importantes de la importancia de los estudios de confiabilidad podemos mencionar los siguientes:

- La sociedad es altamente sensible ante las interrupciones de suministro de energía eléctrica debido a que la mayoría de las actividades de la vida diaria dependen de este servicio.
- Las fallas en los componentes del sistema de transmisión pueden afectar la continuidad en el suministro de energía eléctrica de los usuarios y no pueden evitarse.

- La Ley establece las normas que las empresas de transmisión deben cumplir de en cuanto a la frecuencia y duración de las fallas en el sistema de transmisión, dependiendo de la categoría de las líneas de transmisión.
- Es de suma importancia contar con las estadísticas de operación y mantenimiento del sistema de transmisión con las cuales puedan realizarse estudios de confiabilidad de manera periódica.

La finalidad de los estudios de confiabilidad es diseñar y operar sistemas eléctricos que tengan la máxima eficiencia y que presten un servicio bajo ciertos estándares de calidad.

Índices de confiabilidad

Los índices de confiabilidad consideran aspectos como: la duración y frecuencia de las interrupciones, número de interrupciones, la cantidad de potencia interrumpida y de la energía no suministrada, así como el número de clientes afectados.

En el estudio se determinan los puntos de carga afectados para cada estado operativo, contabilizando:

- Potencia no Suministrada (MW)
- Energía No Suministrada (ENS) (Expected Energy Non Served –EENS –) (MWh)
- Tiempo de indisponibilidad (min).

A partir del estudio de confiabilidad, es posible determinar el Costo de la Energía No Suministrada (CENS) así:

Ecuación 1 Costo de la Energía no Suministrada

$$CENS = \frac{60}{PFalla}\left(\sum NF * TF * MPI\right) * PE$$

Donde:

- **CENS** Costo de la Energía No Suministrada (US$/año
- **PFalla** Probabilidad de Ocurrencia de Falla (min/año)
- **NF** Número de Fallas (1/año)
- **TF** Tiempo de Falla (horas)
- **MPI** Máxima Potencia Interrumpida (MW/año)
- **PE** Precio de la Energía (US$/MWh)

Estudio de confiabilidad de la red de transmisión

Con el objeto de cuantificar los beneficios económicos derivados de la ejecución de las obras de transmisión de cada uno de los proyectos integrales antes citados, se realizó un estudio de confiabilidad utilizando el software **NEPLAN**, con el cual cuenta la División de

Proyectos Estratégicos de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, dicho estudio se hizo sobre la base de la operación del Sistema Nacional Interconectado (SNI) para la Época Seca Demanda Máxima del año estacional 2010, tomando en cuenta los siguientes escenarios:

a. **Caso Base (CB)**: Operación actual del SNI.

b. **Caso Mejorado 1 (CM1)**: Operación del SNI con la implementación de las Obras de Transmisión del Proyecto Integral Escuintla.

c. **Caso Mejorado 2 (CM2)**: Operación del SNI con la implementación de las Obras de Transmisión del Proyecto Integral Antigua-Amatitlán-Villa Nueva.

d. **Caso Mejorado (CM3)**: Operación del SNI con la implementación de las Obras de Transmisión del Proyecto Integral Ciudad Guatemala.

e. **Caso Mejorado 4 (CM4)**: Operación del SNI con la implementación de las Obras de Transmisión Proyectos Integrales Escuintla, Antigua-Amatitlán-Villa Nueva y Ciudad Guatemala.

Para todos los escenarios, el Costo de la Energía No Suministrada (CENS) fue determinado mediante la *Ecuación I*.

Metodología del estudio

La metodología del estudio se basa en los pasos siguientes:

1. Preparar los escenarios de operación del sistema, sujetos al estudio de confiabilidad.
2. Correr la rutina de confiabilidad del Caso Base (CB),
3. Calcular el CENS del Caso Base,
4. Correr la rutina de confiabilidad de los Casos Mejorados CM1 a CM4,
5. Calcular el CENS de los Casos Mejorados CM1 a CM4,
6. Calcular el Costo del Beneficio de la Confiabilidad Asociada (CBCA) como la diferencia entre el CENS del Caso Base (CB) y el CENS de cada Caso Mejorado (CM1 a CM4) así:

Ecuación 2 Costo del Beneficio de la Confiabilidad Asociada

$$CBCA_i = \sum_{i=1}^{4} CENSCB_i - CENSCM_i$$

Donde:

- CBCA: Costo del Beneficio de la Confiabilidad Asociada (US$/año),
- CENSCB: Costo de la Energía No Suministrada del Caso Base (US$/año),
- CENSCM: Costo de la Energía No Suministrada del Caso Mejorado (US$/año),

Escenarios para el cálculo del CENS

Para el cálculo del CENS, se consideraron dos escenarios:

- Un valor de referencia al valor de la Energía en el Mercado Spot de 120.833 (US$/MWh).
- Un valor equivalente a diez veces el costo de la tarifa BTS correspondiente al pliego tarifario del 10 de febrero de 2010 equivalente a 1.769354 (Q/kWh) que con una tasa de referencia de 8.0036 (Q/USD), equivale a 2210.70 (USD/MWh).

Base de datos de confiabilidad

La Base de Datos utilizada para el estudio de Confiabilidad, fue construida a partir de los datos históricos de fallas correspondientes a los años 2008 y 2009; con dichos datos históricos, se hizo una ponderación de las estadísticas de falla para cada elemento del sistema, dicha Base de Datos cuenta con la siguiente información:

- Fallas cortas independientes
- Tiempo de fallas cortas independientes
- Fallas largas independientes
- Tiempo de fallas largas independientes

PREMISAS DEL ESTUDIO

Premisas del estudio de confiabilidad realizado con NEPLAN®

Para la realización del estudio, se tomaron en cuenta las siguientes premisas:

- Tiempo de maniobras manual: 30 min
- Tiempo de maniobras remotas: 10 min
- Protección de subestaciones para el CB: Ninguna protección.
- Protección de subestaciones para los CM: Protección diferencial de Línea.
- Base de Datos Confiabilidad: Datos Estadísticos del SNI 2008 – 2009; ponderación de elementos promedio de zonas.

Funcionalidades en NEPLAN®

Para la realización del estudio de confiabilidad, se utilizó la rutina de flujo de carga AC, aunque esta rutina ofrece mayor exactitud en los resultados, pueden existir para una determinada red de transmisión, determinados estados operativos para los cuales el flujo de carga AC no converge, para estos casos, se realiza un deslastre de carga programado para forzar la solución del flujo de carga, si aún en estas condiciones no se obtiene la convergencia, es posible forzar la utilización de la rutina de flujo de carga DC. El método

numérico de cálculo utilizado para la simulación de los escenarios de estudio, es Newton Raphson Extendido.

Para el tiempo de operación de maniobras remotas, se estableció un período de 10 minutos que se establece como el umbral del tiempo permisible de acuerdo con la normativa vigente, en tanto que para el tiempo de operación de maniobras manual, se estableció un período de tiempo de 30 minutos para todos los escenarios considerados en el estudio de confiabilidad.

El Caso Base, se modeló sin ningún tipo de protecciones en las subestaciones ya que en la actualidad, esta es la situación real de operación de las redes del Sistema Central, por lo que eventos fortuitos que incurren en fallas que dan como resultado la salida de elementos en el sistema, son liberadas desde las subestaciones del sistema principal del cual parten las instalaciones de los sistemas secundarios de la región central.

Los Casos Mejorados, fueron modelados utilizando como sistemas de protección en las subestaciones, protección diferencial de línea con disparo transferido, controlado remotamente a través de fibra óptica.

Configuración de modelos de falla

Fallas Independientes:

Se originan por la ocurrencia repentina de cortocircuitos en las líneas de transmisión durante su operación normal. Se diferencian en interrupciones de corta y larga duración.

Para el desarrollo de este estudio se establecieron y se modelaron como fallas cortas aquellas menores a diez minutos y como fallas largas aquellas mayores a diez minutos con un límite de hasta doce horas. Esta duración se refiere al tiempo mínimo hasta la restauración del suministro de energía eléctrica posterior a la falla.

Configuración de cargas y líneas

Para todos los escenarios de análisis de cada proyecto integral, los costos de interrupción de carga se valorizaron en diez veces la tarifa de Baja Tensión Simple (BTS).

Se consideraron interrupciones estocásticas, así como interrupciones planeadas e interrupciones por mantenimiento cortas y largas para todos los casos. Los datos ingresados para las interrupciones estocásticas fueron la frecuencia de fallas en la línea al año y la duración de la interrupción. Para las interrupciones planeadas se ingreso la frecuencia de interrupción de la línea al año y para las interrupciones por mantenimiento se ingresó la duración de la interrupción.

Parámetros de líneas de transmisión

Para todos los casos de Proyectos Integrales se utilizó un conductor cuya capacidad en amperios es de 790. Las características técnicas para este conductor se muestran en las columnas 3 y 4 de la tabla mostrada a continuación; para el caso de la disposición espacial de cada línea, se utilizaron las mismas que corresponden a cada estructura en las que las líneas de transmisión se encuentran actualmente tendidas, esta información corresponde a las columnas 6, 7 y 8 de la tabla 4.

Tabla 4 Parámetros de Líneas de Transmisión

#	Fase	Radio Interno	Radio externo	Resistencia	Distancia Horizontal	Altura vertical (torre)	Altura del Vano
		(cm)	(cm)	(ohm/km DC)	(m)	(m)	(m)
1	1	0	1.25857	0.089216	0.82	16.47	15.47
2	2	0	1.25857	0.089216	0.82	14.64	13.64
3	3	0	1.25857	0.089216	0.82	12.81	11.81
4	4	0	0.4356	1.7578	0.13	18.3	17.3

Para el hilo de guarda se utilizó el conductor tipo OPGW que tiene características similares al HS 7/8, utilizado para la protección diferencial con disparo transferido.

DESCRIPCIÓN DE PROYECTOS

PROYECTO INTEGRAL ESCUINTLA

Situación actual

Actualmente la red de transporte de Escuintla opera radialmente y con poca selectividad desde el punto de vista de sus protecciones, y por esta razón, dicha red es vulnerable ante fallas que incurren en eventos N-1 que provocan la salida de cargas y el consecuente acumulamiento de la Energía No Suministrada en este sector.

Aunque la configuración de las redes de Escuintla permite la operación en anillos, actualmente esto no es posible debido a la ausencia de sistemas de protección y sobrecargas en líneas de transmisión.

Proyecto integral Escuintla

El proyecto consiste en la construcción de 6 subestaciones de maniobras: Santa María Márquez, Santa Ana, Puerto San José, El Milagro, Obispo y Los Lirios; ampliación de la capacidad de más de 83 km de líneas de transmisión con conductor AAAC Flint 740 kcm; tendido de fibra óptica en la red anillada de la Costa Sur e instalación del equipo de protección diferencial de barra en las subestaciones de maniobras del proyecto.

Los trabajos anteriormente descritos permitirán que la carga-generación de la región de Escuintla pueda ser operada con una red en configuración anillada.

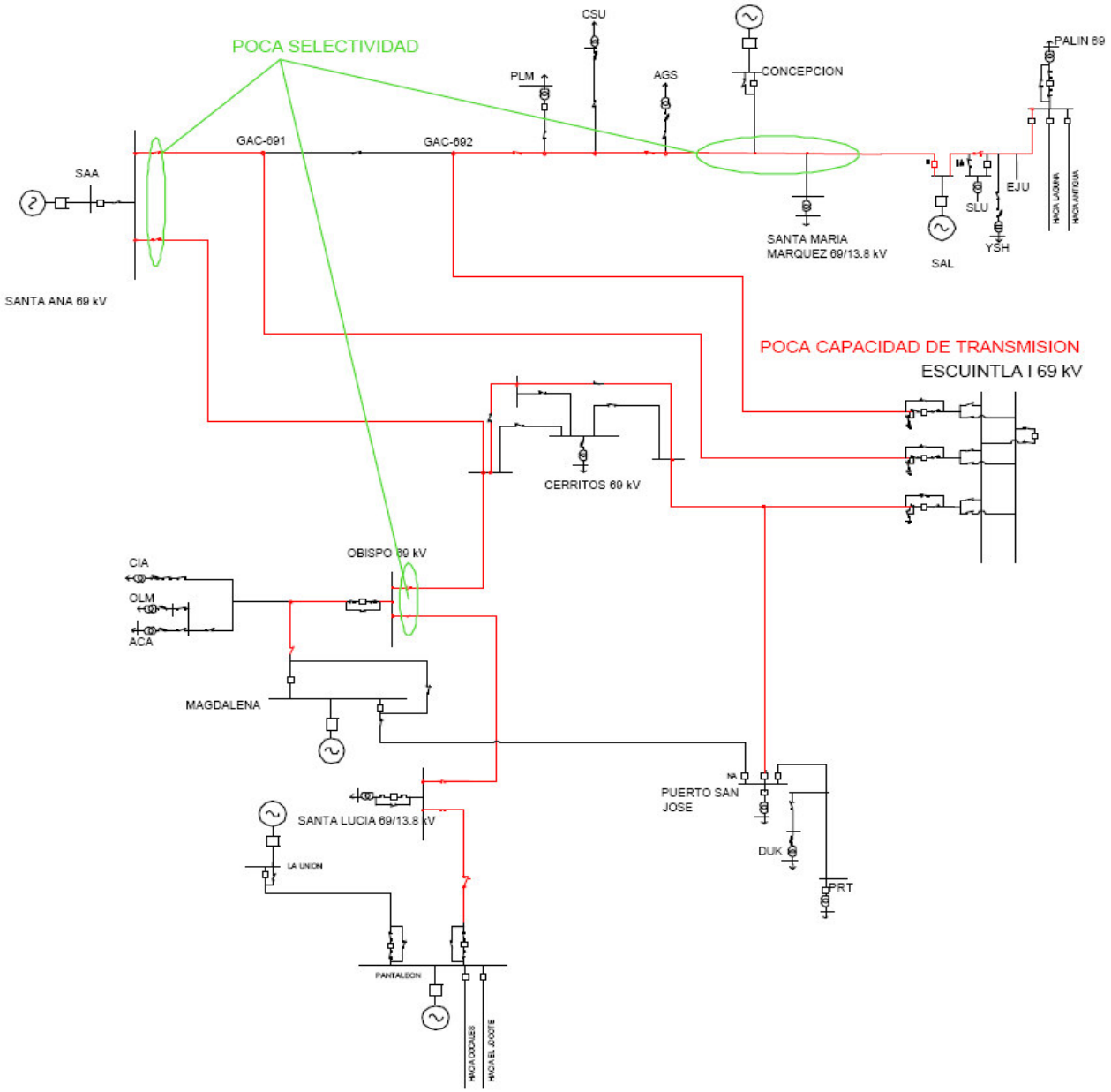
Tabla 5 Subestaciones Proyecto Integral Escuintla

Subestaciones		
Tipo	Nombre	V (kV)
Nuevas de Maniobra	Santa Ana	69
	Obispo	69
Nuevas de Transformación	Los Lirios	69/13.8
	El Milagro	69/13.8
	Miriam	69/13.8
	Iztapa	69/13.8
Ampliación Existentes	Portuaria	69
	Puerto San José	69/13.8
	Santa María Márquez	69/13.8

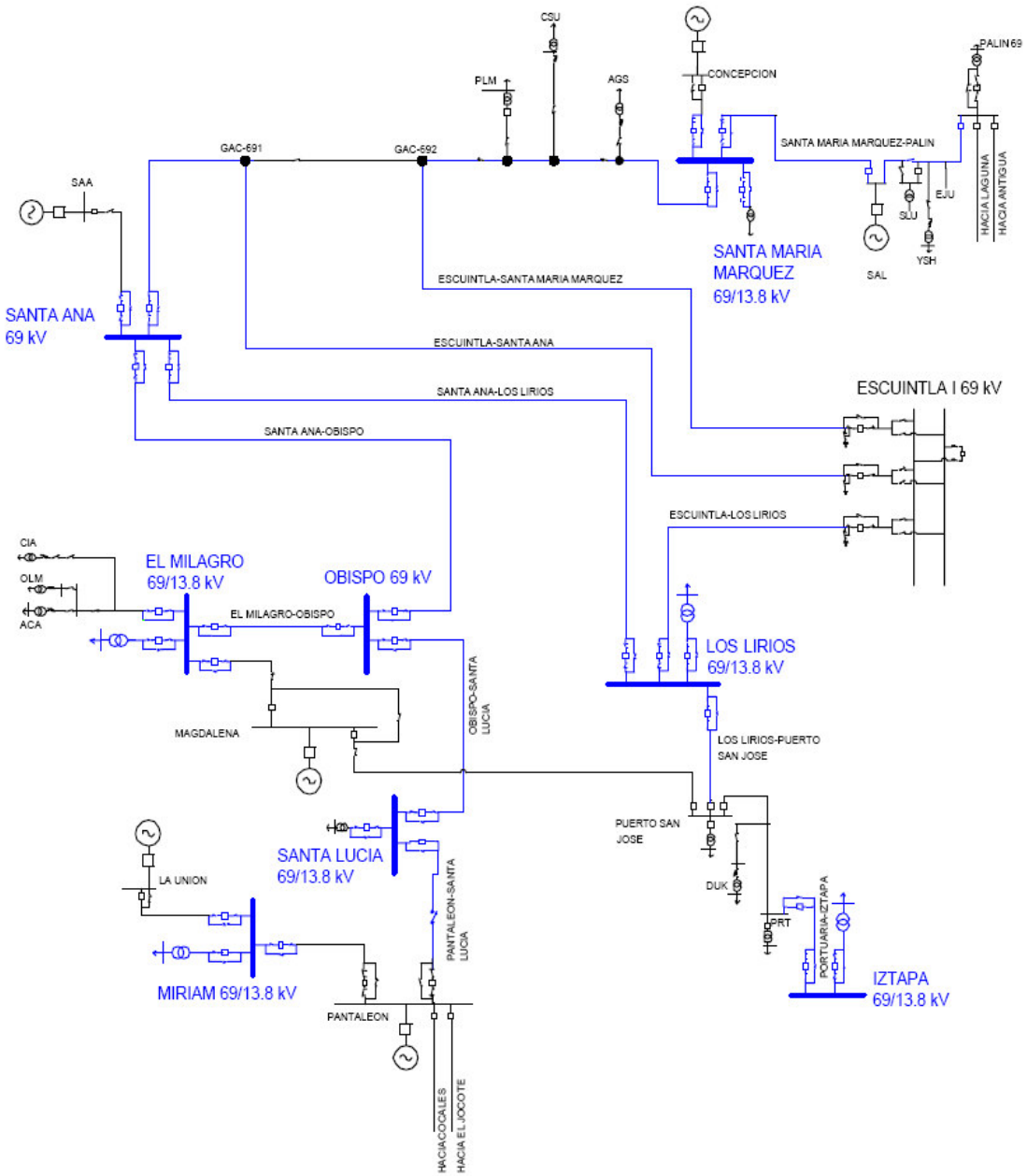
Tabla 6 Líneas de transmisión Proyecto Integral Escuintla

Líneas de Transmisión			
Tipo	Nombre	V (kV)	L (Km)
Nuevas	Los Lirios-Santa Ana	69	1.2
	Portuaria-Iztapa	69	7.8
Ampliación de la capacidad	Escuintla I-Los Lirios-Puerto San Jose	69	40
	Escuintla i-Santa Ana-Obispo-El Milagro	69	34
	Obispo-Santa Lucía-Pantaleón	69	12
	Escuintla I-Santa María Márquez-Palín	69	22.5
Trabajos de adecuación líneas existentes	S/E nueva Miriam	69/13.8	
	S/E nueva El Milagro	69/13.8	
	S/E nueva Los Liriios	69/13.8	
	S/E nueva Santa Ana	69	

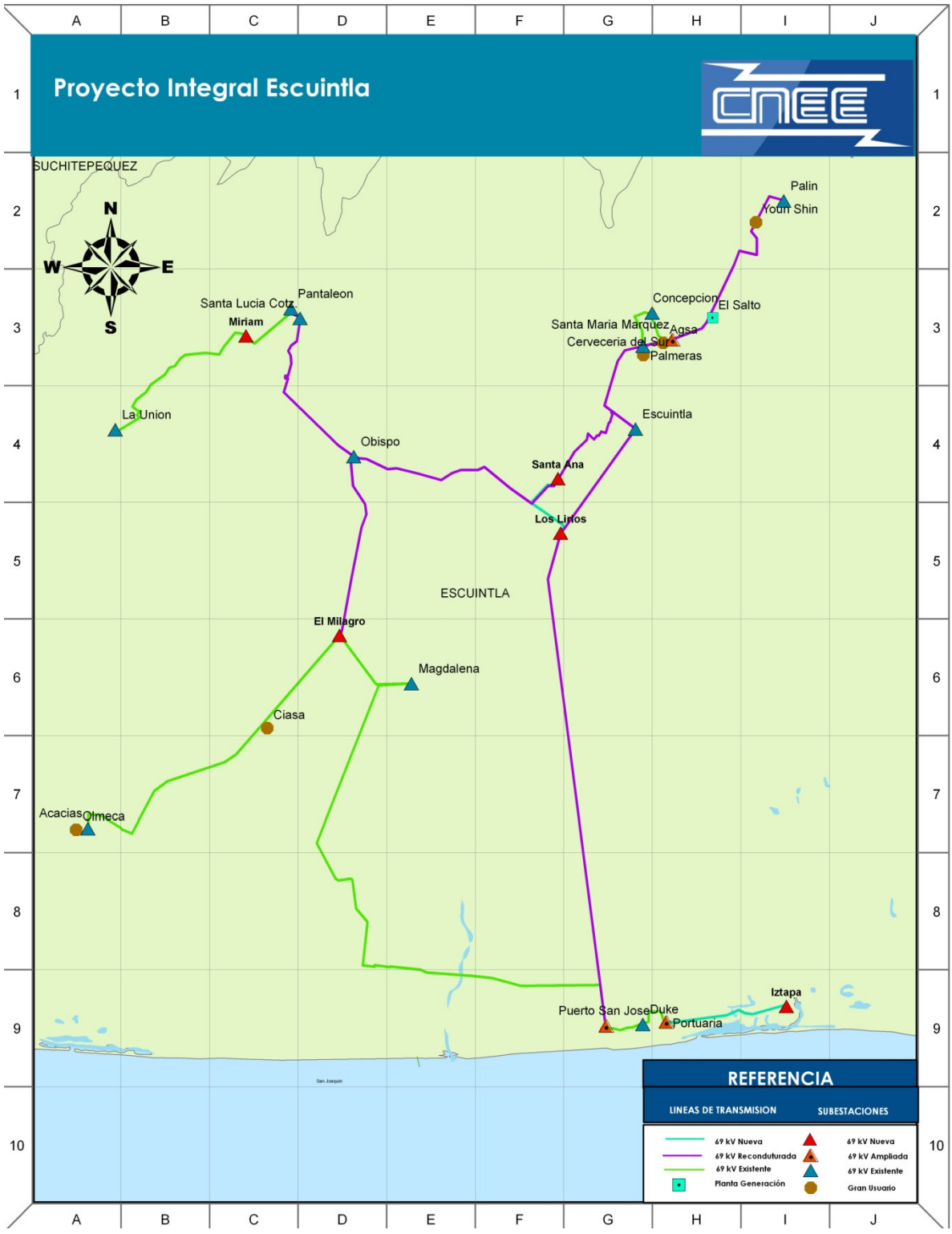
Gráfica 1 Unifilar Escuintla actual



Gráfica 2 Unifilar Proyecto Integral Escuintla



Gráfica 3 Diagrama Proyecto Integral Escuintla



PROYECTO INTEGRAL ANTIGUA-AMATITLÁN-VILLA NUEVA

Situación actual

Actualmente las subestaciones: Mixco, San Lucas y Santa María Cauqué se encuentran alimentadas desde la subestación Centro, mientras que las subestaciones: Antigua, Nestlé, San Gaspar y Sacos Agrícolas se alimentan por medio de la línea Escuintla – Palín – Antigua. Por otro lado, las subestaciones al Sur de la ciudad capital: Amatitlán, Bárcenas, Villa Nueva, Mayan Golf y San Cristóbal, obtienen su alimentación desde la subestación Centro.

Aunque la topología de la red de la región Centro-Sur permite la operación anillada de la demanda, esto, actualmente no es posible debido a que dicha región carece de capacidad de transporte y cuenta con un esquema de protecciones que no se adapta a dicha operación.

Proyecto Integral Antigua-Amatitlán-Villa Nueva

El proyecto Antigua-Amatitlán-Villa Nueva consiste en el aumento de la capacidad de transporte de aproximadamente 103 km de líneas de transmisión con conductor AAAC Flint 740 kcm. Con la finalidad de brindar flexibilidad a la operación de la red, se han identificado tres subestaciones en las cuales se instalará equipo de maniobras: San Lucas, Palín y Laguna.

Adicionalmente, debido a que con la configuración anillada de la red, las subestaciones Bárcenas, Villa Nueva y Mayan Golf se alimentarán desde dos puntos: Centro y Laguna, es necesario contar con protecciones en los alimentadores principales, se amplió el proyecto e incluyó una SE de Maniobras llamada Santa Mónica.

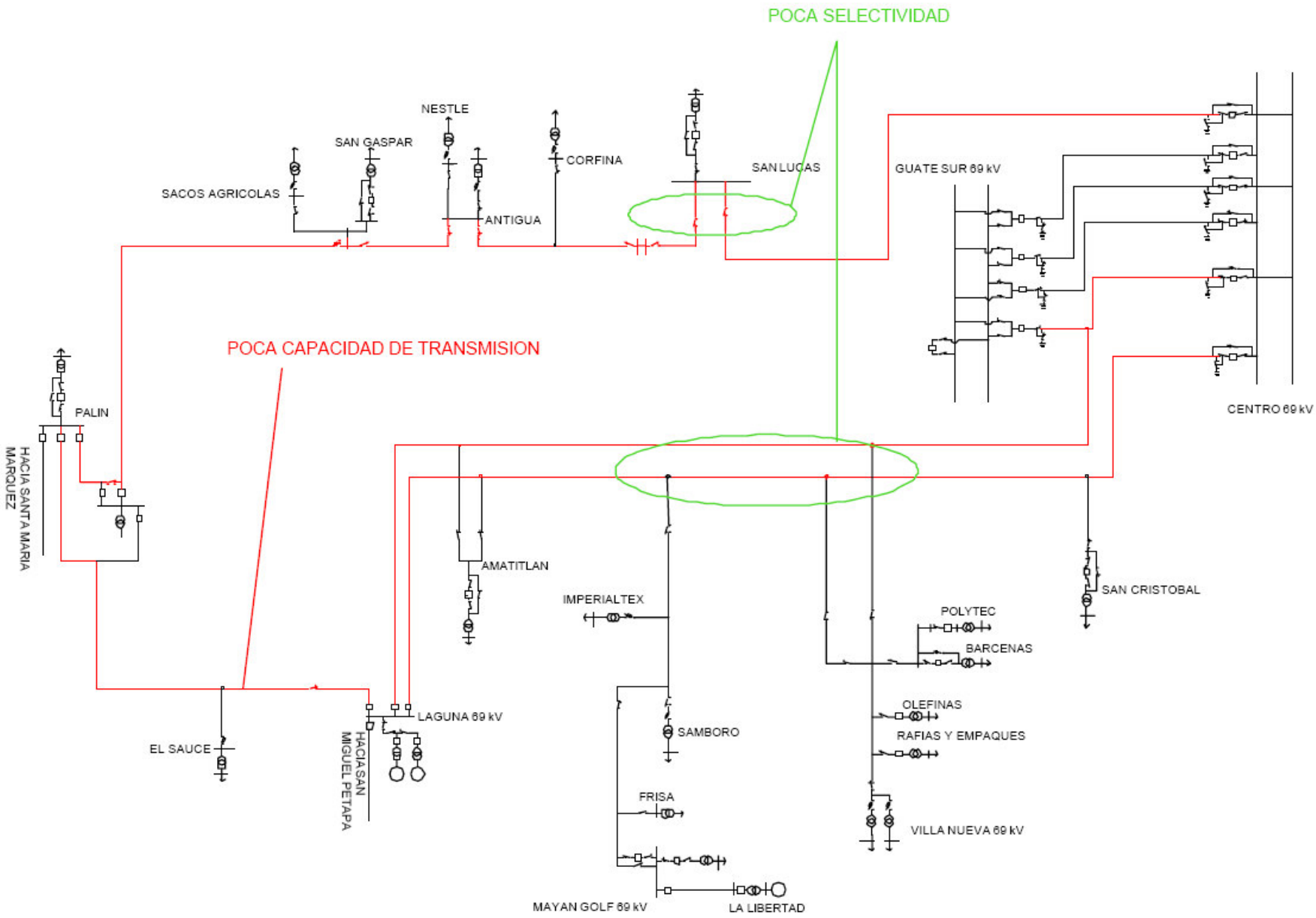
Tabla 7 Subestaciones Proyecto Integral Antigua-Amatitlán-Villa Nueva

Subestaciones		
Tipo	Nombre	V (kV)
Nueva de Maniobra	Santa Mónica	69

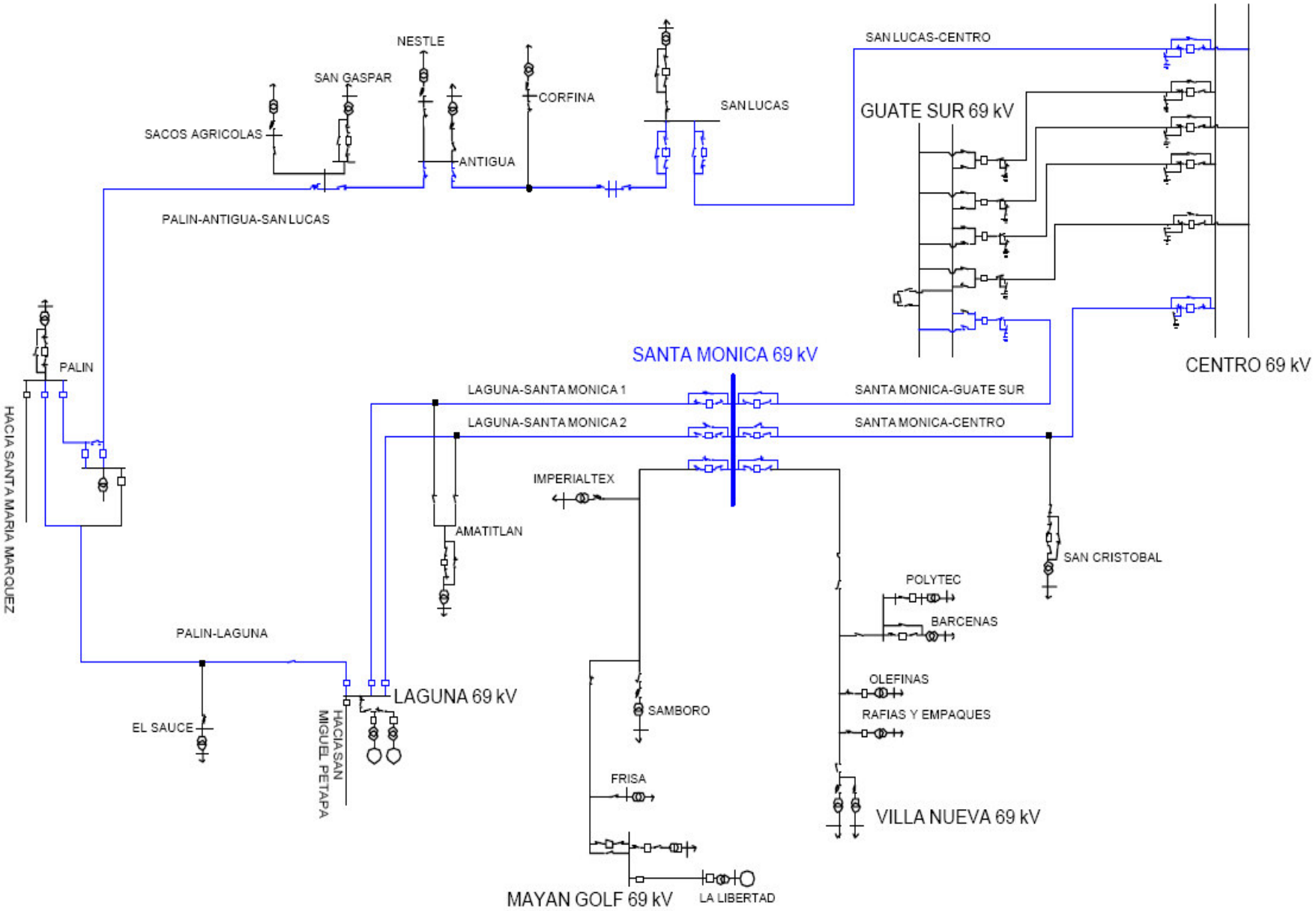
Tabla 8 Líneas de transmisión Proyecto Integral Antigua-Amatitlán-Villa Nueva

Líneas de Transmisión			
Tipo	Nombre	V (kV)	L (Km)
Nuevas	Guatemala Sur-Santa Mónica	69	1.4
Ampliación de la capacidad	Santa Mónica-Centro	69	8.6
	Santa Mónica-Laguna	69	12
	Laguna-Palín-Antigua-San Lucas-Centro	69	54.7
	Santa Mónica-Guatemala Sur	69	3
Trabajos de adecuación líneas existentes	S/E nueva Santa Mónica	69	

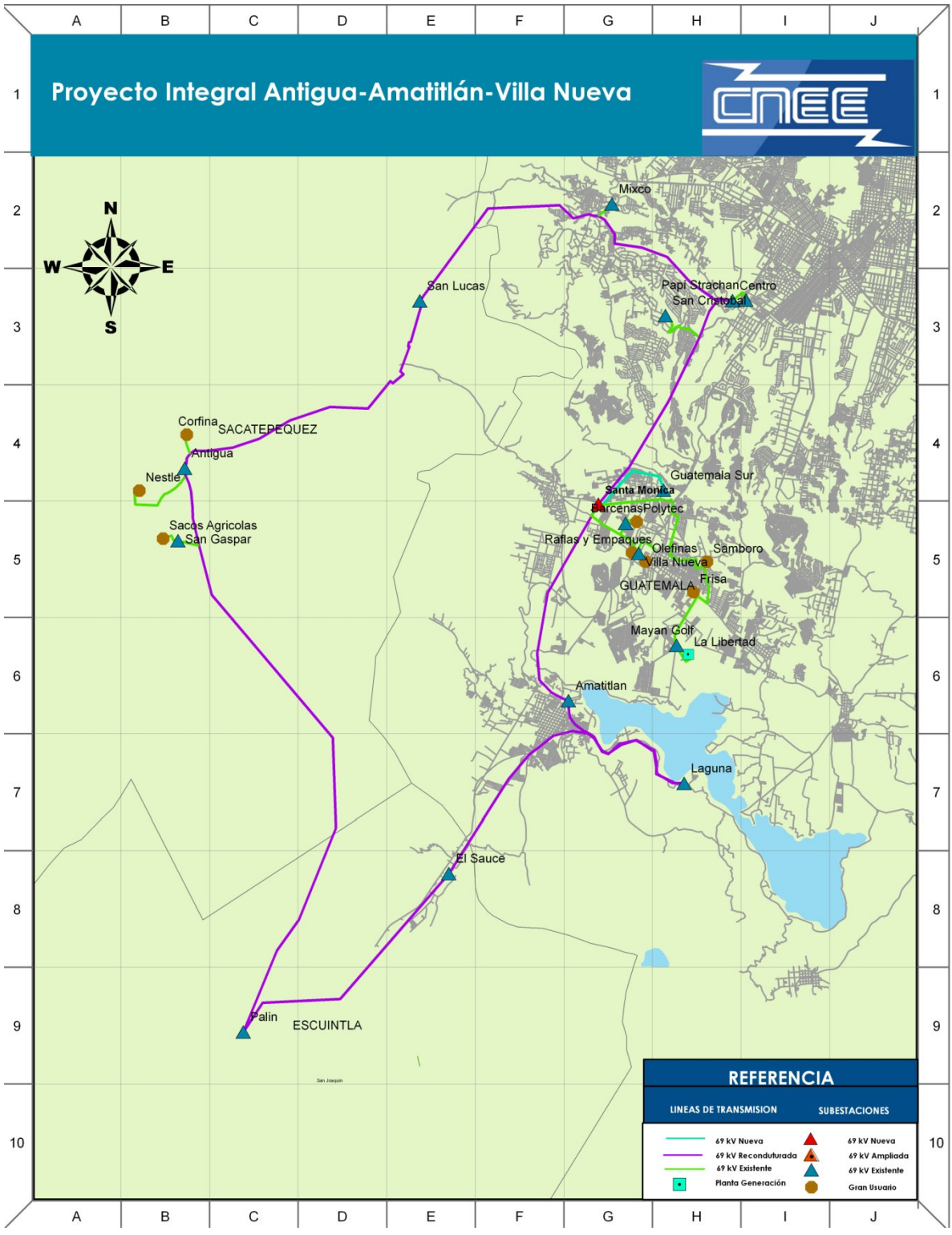
Gráfica 4 Unifilar Antigua-Amatitlán-Villa Nueva actual



Gráfica 5 Unifilar Proyecto Integral Antigua-Amatitlán-Villa Nueva



Gráfica 6 Diagrama Proyecto Integral Antigua-Amatitlán-Villa nueva



Situación actual

Sub-Región Sur: actualmente las subestaciones que componen el Sector Industrial están alimentadas desde Guatemala Sur sin flexibilidad en la operación para alimentarlas desde Guatemala Este.

Sub-Región Este: El crecimiento de la transformación en Guatemala Este a 195 MVA necesita capacidad de transmisión de la red en esta zona que se caracteriza por la dificultad y hasta imposibilidad de gestión de las servidumbres, redes de transmisión de 69 kV con crecimiento desordenado ocasionan congestiones, pérdida de confiabilidad y excesivas pérdidas.

Sub-Región Norte: Las subestaciones Héctor Flores y Llano Largo se alimentan desde la línea Guatenorte Guatemala 5, con vulnerabilidad por la salida de dicha línea.

Proyecto Integral Ciudad Guatemala

Sub-Región Sur: Construcción de una subestación de maniobras que flexibiliza la operación de la demanda del Sector Industrial.

Sub-Región Este: Aumento de la capacidad de transmisión desde Guate Este por medio de la ampliación y reconfiguración de los enlaces hacia la subestación Rodríguez Briones, la adecuación de dicha subestación flexibiliza la operación de la demanda del sector.

Sub-Región Norte: Alimentación de las subestaciones Héctor Flores y Llano Largo desde la subestación Guate Norte reduce la Energía No Suministrada debida a salidas del alimentador Guate Norte – Guatemala 5.

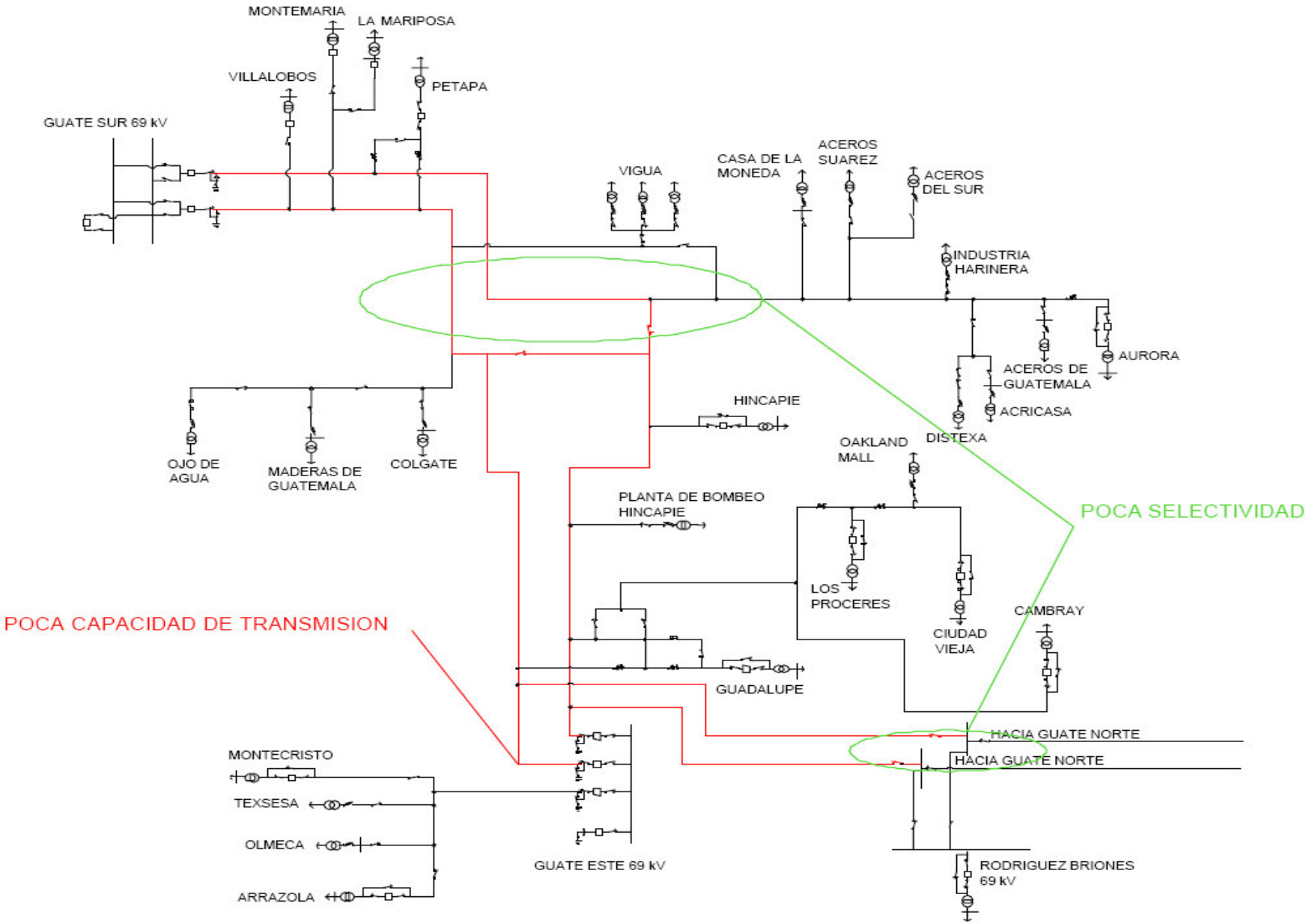
Tabla 9 Subestaciones Proyecto Integral Ciudad Guatemala

Subestaciones		
Tipo	Nombre	V (kV)
Nuevas de Maniobra	Sector Industrial	69
Nuevas de Transformación	El Naranjo	69/13.8
Ampliación Existentes	Guatemala Este	230/69
	Guatemala Norte	230/69
	Llano Largo	69/13.8
	Rodriguez Briones	69/13.8
	Héctor Flores	69/13.8
	Montecristo	69/13.8
	Augusto Palma	69/13.8

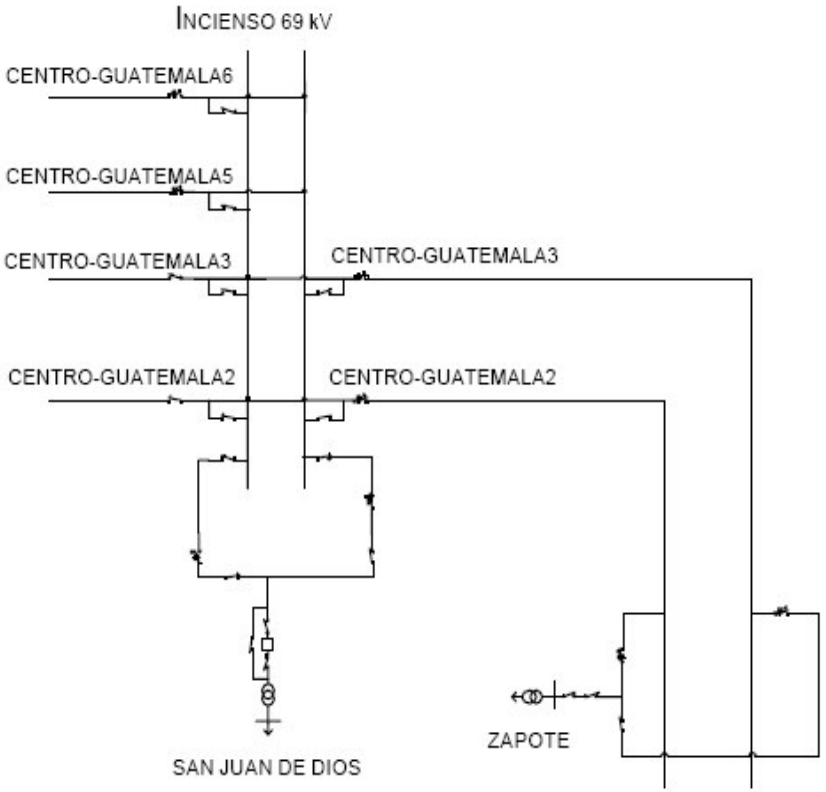
Tabla 10 Líneas de transmisión Proyecto Integral Ciudad Guatemala

Líneas de Transmisión			
Tipo	Nombre	V (kV)	L (Km)
Nuevas	Guatemala Norte – Guatemala 5	69	0.3
	Incienso – El Naranjo	69	0.4
	Incienso – Guatemala 6	69	3
	Guatemala Este – Rodriguez Briones 1	69	2.6
Ampliación de la capacidad	Guatemala 5 – Héctor Flores	69	2
	Guatemala Este – Sector Industrial	69	6.5
	Guatemala Sur – Sector Industrial	69	11.7
Trabajos de adecuación líneas existentes	S/E nueva Sector Industrial	69	

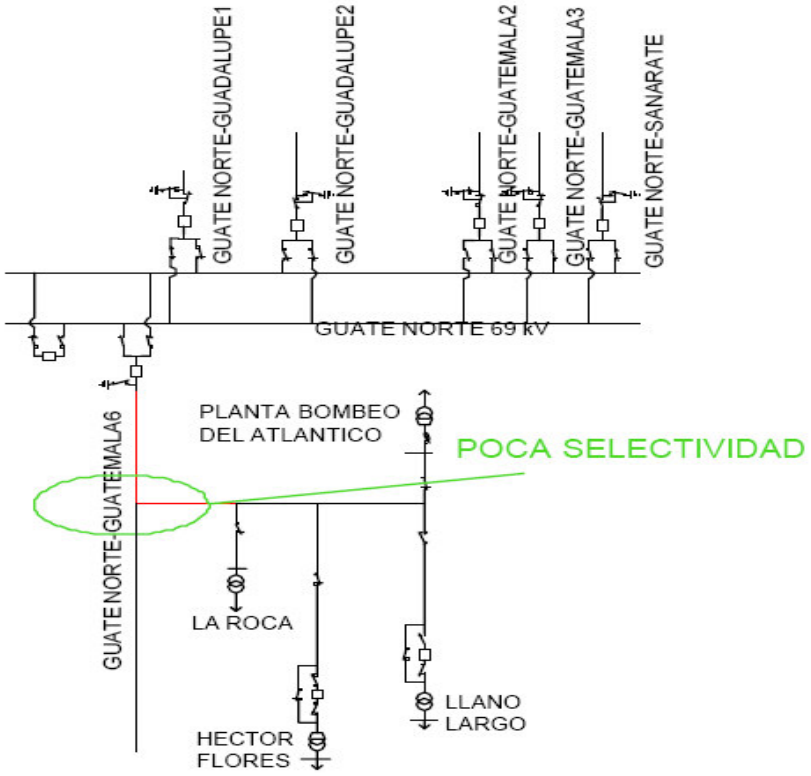
Gráfica 7 Unifilar Ciudad Guatemala Sur actual



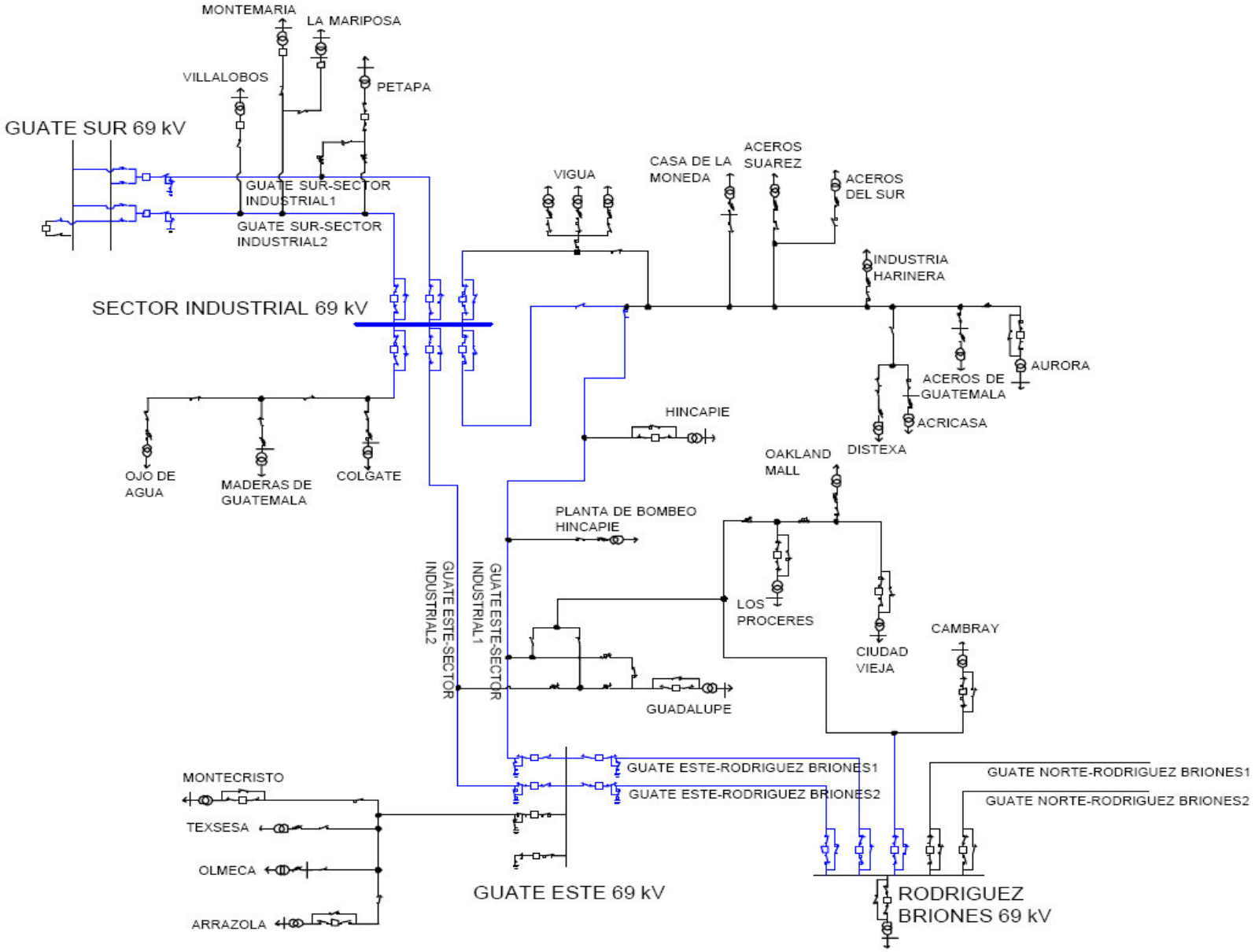
Gráfica 8 Unifilar Ciudad Guatemala Este actual



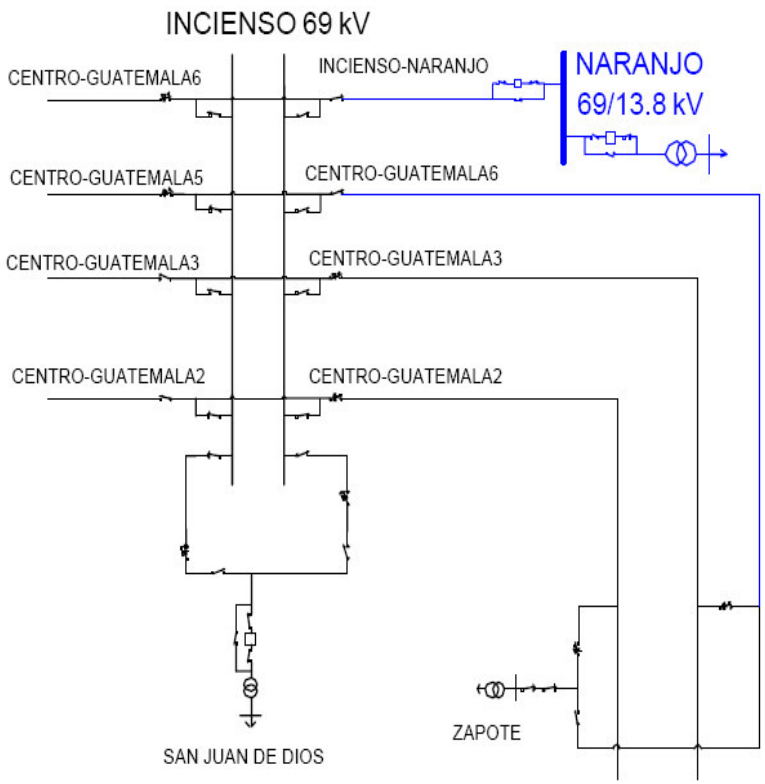
Gráfica 9 Unifilar Ciudad Guatemala Norte actual



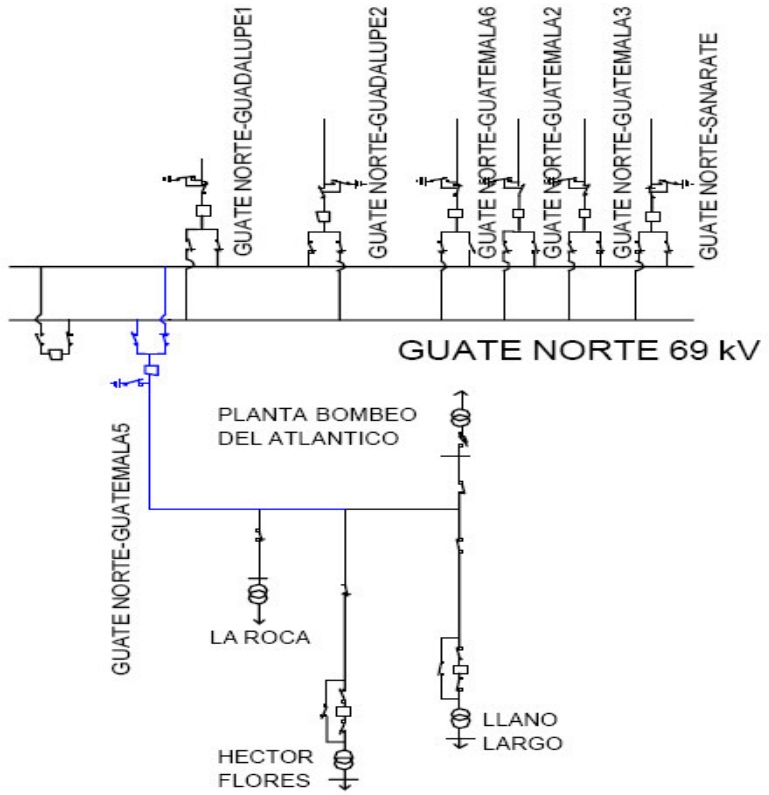
Gráfica 10 Unifilar Proyecto Integral Ciudad Guatemala Sur



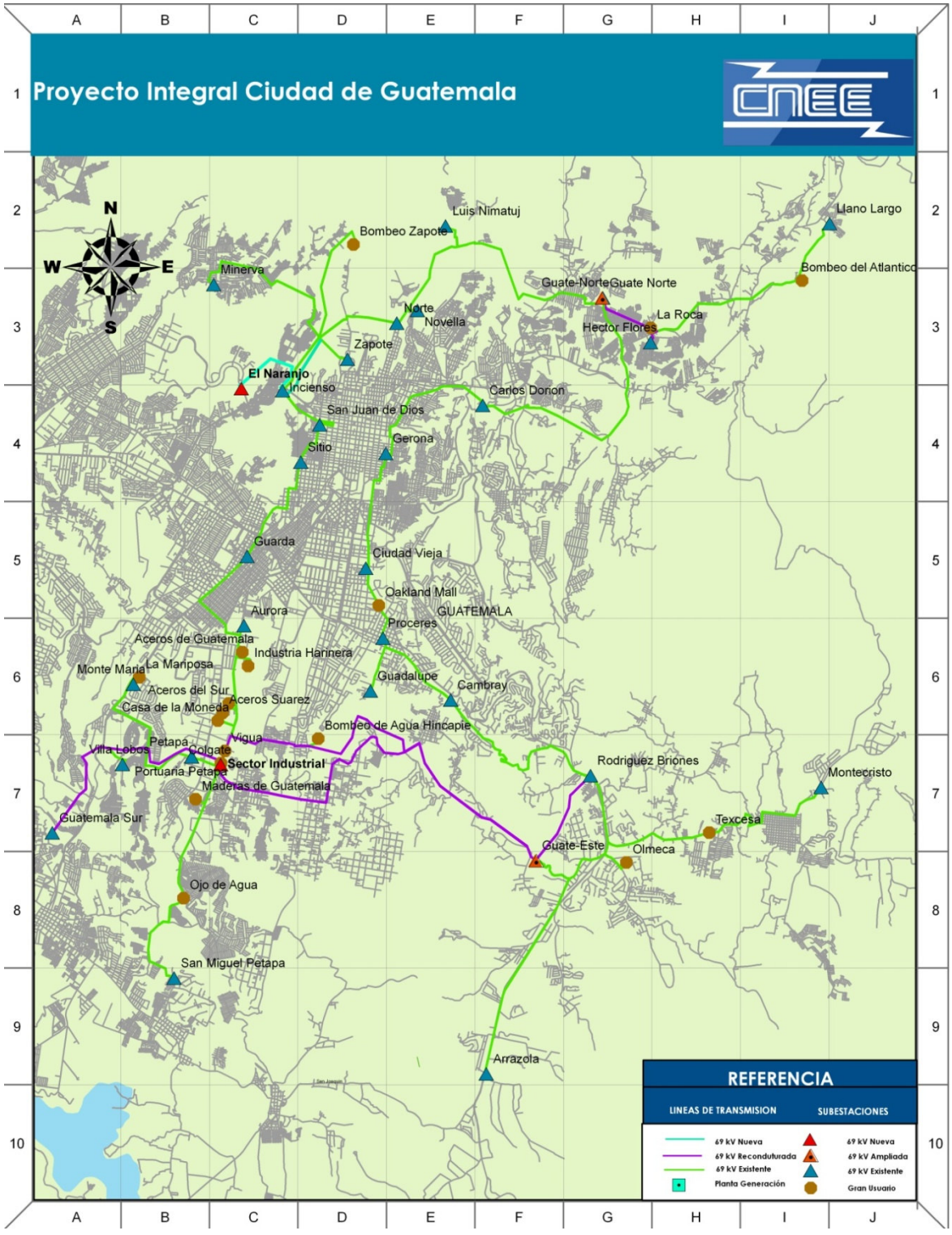
Gráfica 11 Unifilar Proyecto Integral Ciudad Guatemala Este



Gráfica 12 Unifilar Proyecto Integral Ciudad Guatemala Norte



Gráfica 13 Diagrama Proyecto Ciudad Guatemala



CAPITULO 2

RESULTADOS

RESULTADOS PROYECTO INTEGRAL ESCUINTLA

La implementación del Proyecto Integral Escuintla beneficia a más de 95,000 usuarios presentando reducciones en la Energía no Suministrada de aproximadamente 18,000 MWh/año, lo cual representa una reducción del orden del 50% en la Energía no Suministrada con respecto a la operación del sistema bajo el escenario definido por el Caso Base, asimismo el beneficio económico que representa la implementación del Proyecto valorando la Energía no Suministrada a 10 veces la Tarifa de Baja Tensión Simple (BTS) asciende a US$ 6.1 millones anuales.

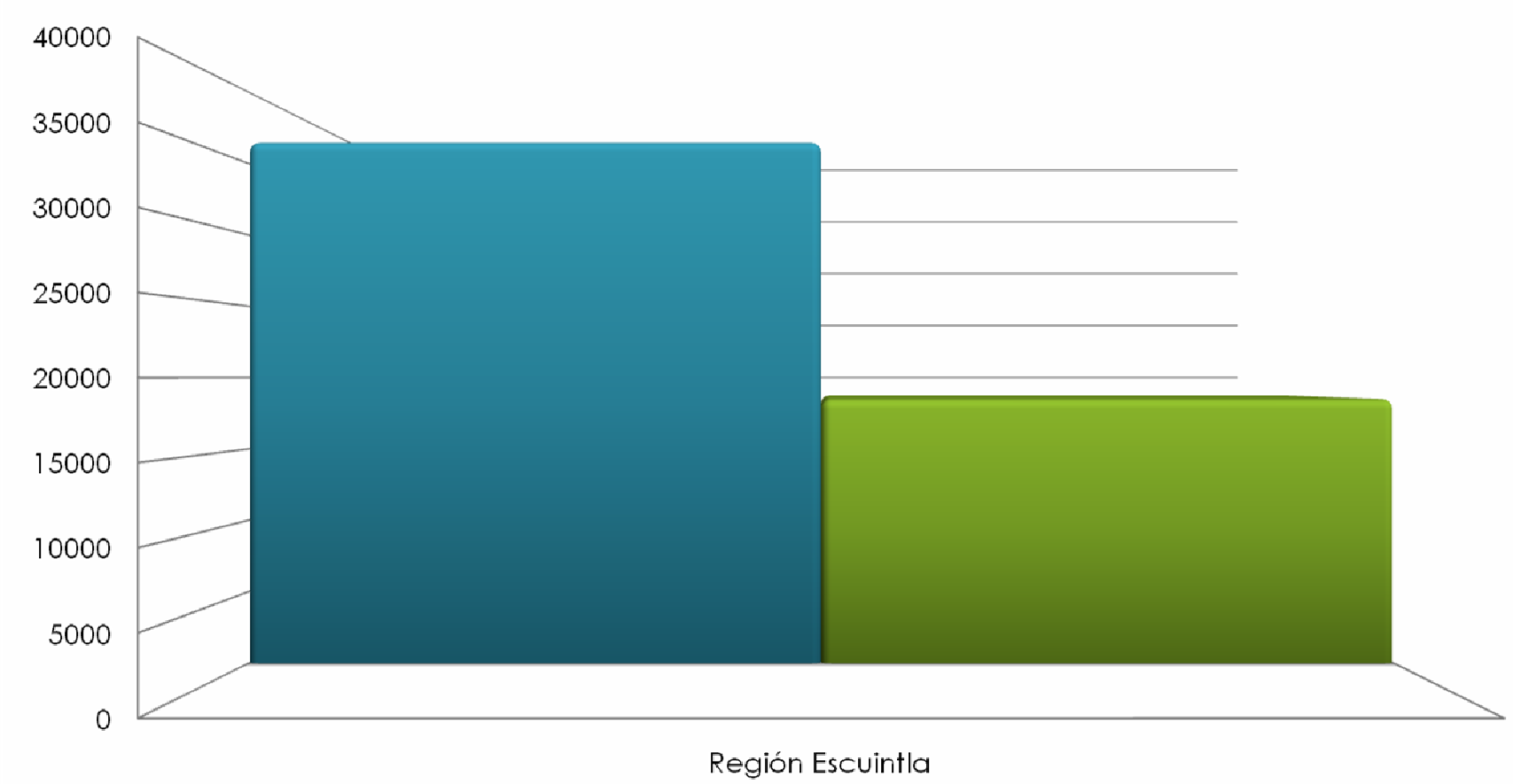
La inversión del Proyecto Integral Escuintla será aproximadamente de US$ 13.5 millones.

La tabla 10 muestra el detalle de los usuarios beneficiados por la construcción y puesta en operación comercial del Proyecto Integral Escuintla.

Tabla 11 Usuarios beneficiados Proyecto Integral Escuintla

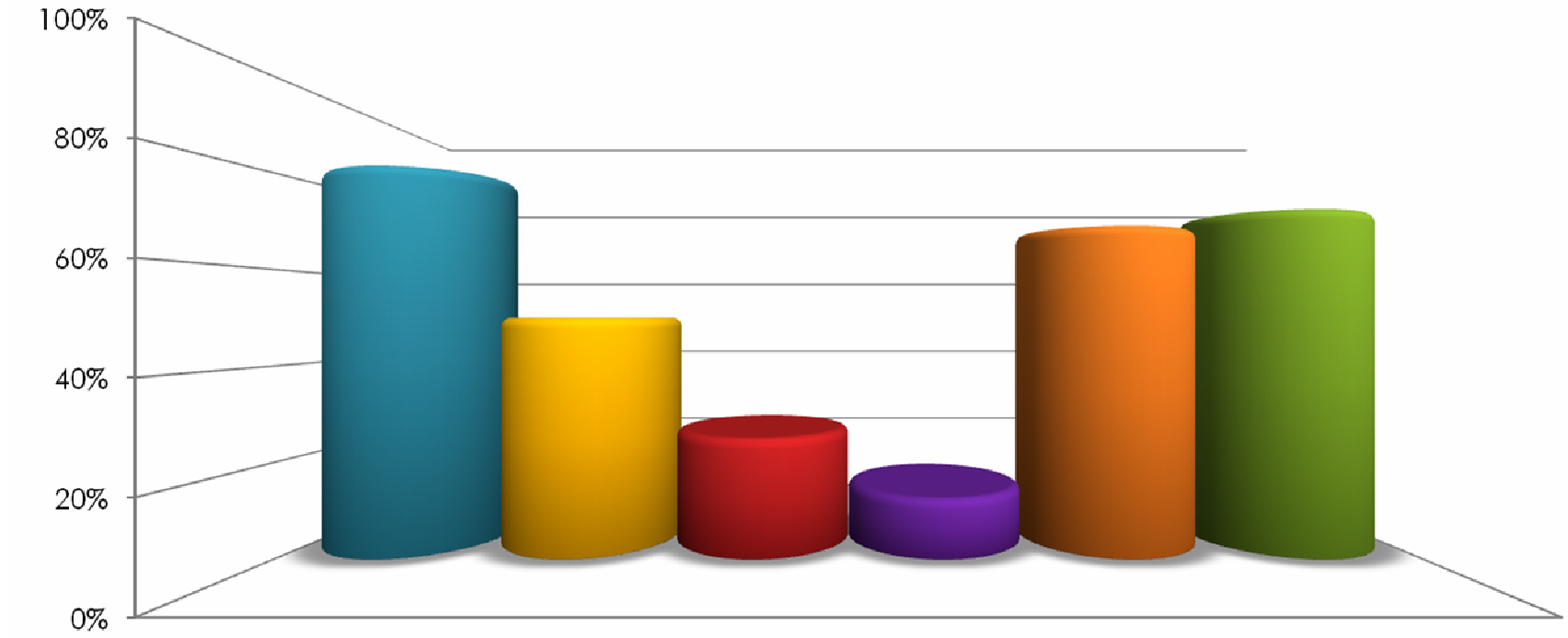
Proyecto Escuintla	
	Usuarios Beneficiados
Baja Tensión	95,000
Grandes Usuarios 13.8 kV	75
Grandes Usuarios 69 kV	4
Generadores	5

Gráfica 14 Energía no suministrada caso Escuintla



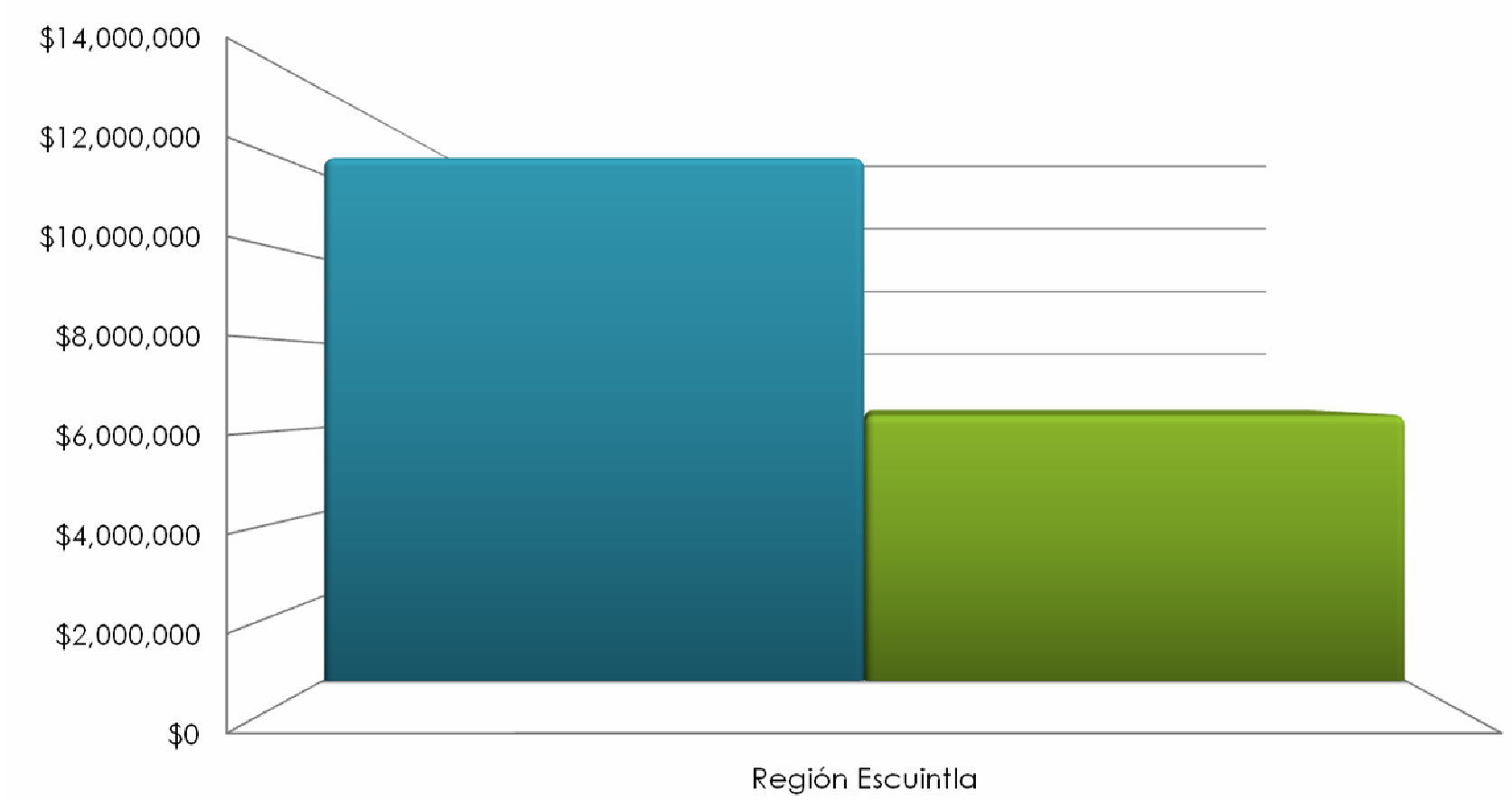
	Región Escuintla
ECB[MWh/año]	36500
ECM[MWh/año]	18500

Gráfica 15Diferencia energía no suministrada caso Escuintla



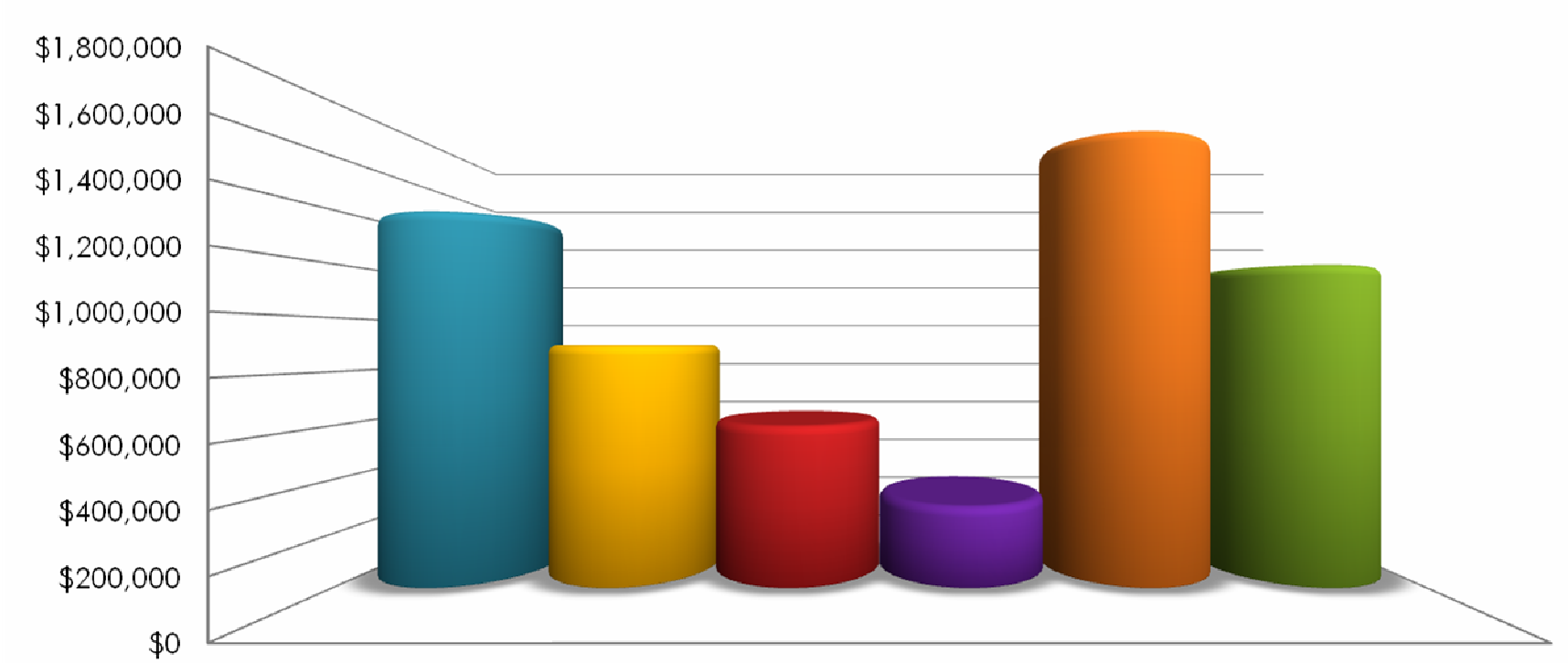
	Diferencia Energía (%)
Acacias-13	82%
Cerritos-13	50%
Palmeras-13	25%
Santa María Marquéz-13	12%
Puerto San José-13	69%

*Gráfica 16 Costo energía no suministrada (10*BTS) caso Escuintla*



	Región Escuintla
Caso Base 10*BTS (US $)	12,400,000.00
Caso Mejorado 10*BTS (US $)	6,300,000.00

Gráfica 17 Diferencia costo de energía no suministrada caso Escuintla



	Diferencia Costo de Energía (US$)
Acacias-13	1,400,000.00
Cerritos-13	900,000.00
Palmeras-13	600,000.00
Santa María Marquéz-13	300,000.00
Puerto San José-13	1,700,000.00
Portuaria-13	1,200,000.00

RESULTADOS PROYECTO INTEGRAL ANTIGUA-AMATITLÁN-VILLA NUEVA

La implementación del Proyecto Integral Antigua-Amatitlán-Villa Nueva beneficia a más de 200,000 usuarios presentando reducciones en la Energía no Suministrada de aproximadamente 78,700 MWh/año, lo cual representa una reducción del orden del 75% en la Energía no Suministrada con respecto a la operación del sistema bajo el escenario definido por el Caso Base, asimismo el beneficio económico que representa la implementación del Proyecto valorando la Energía no Suministrada a 10 veces la Tarifa de Baja Tensión Simple (BTS) asciende a US$ 28.6 millones anuales.

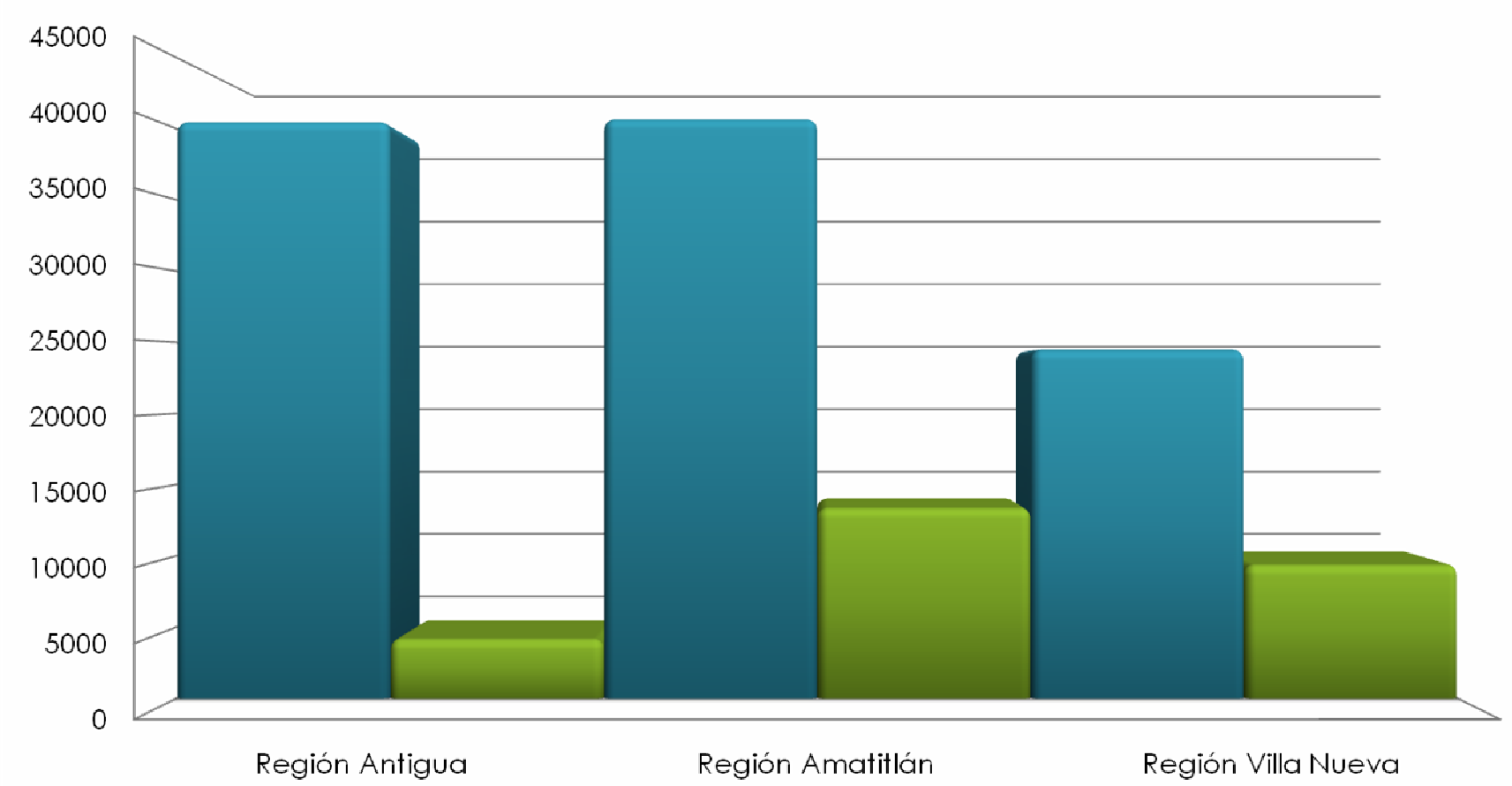
La inversión del Proyecto Integral Antigua-Amatitlán-Villa Nueva será aproximadamente de US$ 10.5 millones.

La tabla 10 muestra el detalle de los usuarios beneficiados por la construcción y puesta en operación comercial del Proyecto Integral Antigua-Amatitlán-Villa Nueva.

Tabla 12 Usuarios beneficiados Proyecto Integral Antigua-Amatitlán-Villa Nueva

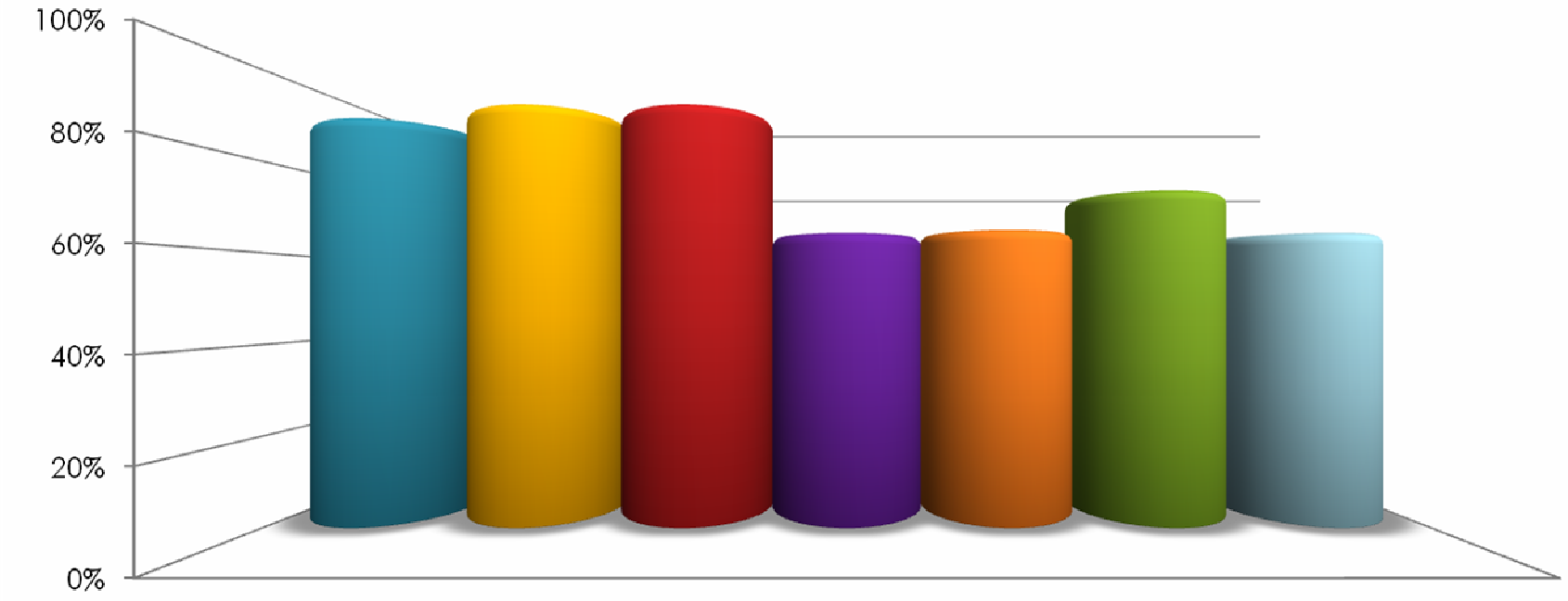
Proyecto Antigua-Amatitlán-Villa Nueva	
	Usuarios Beneficiados
Baja Tensión	200,000
Grandes Usuarios 13.8 kV	149
Grandes Usuarios 69 kV	9
Generadores	4

Gráfica 18 Energía no suministrada caso Antigua-Amatitlán-Villa Nueva



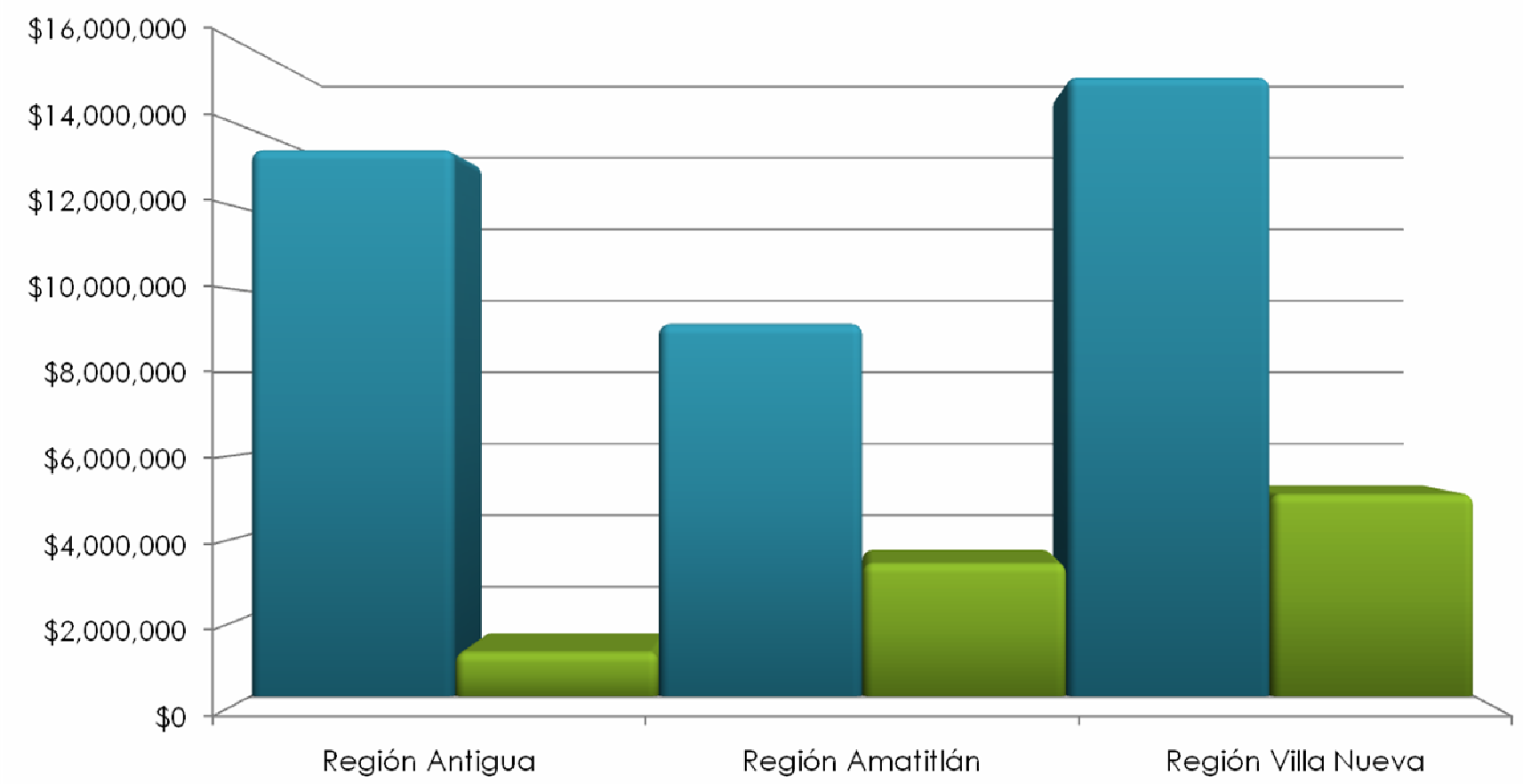
	Región Antigua	Región Amatitlán	Región Villa Nueva
ECB (MWh/año)	40500	40700	24500
ECM (MWh/año)	4200	13400	9400

Gráfica 19 Diferencia energía no suministrada caso Antigua-Amatitlán-Villa Nueva



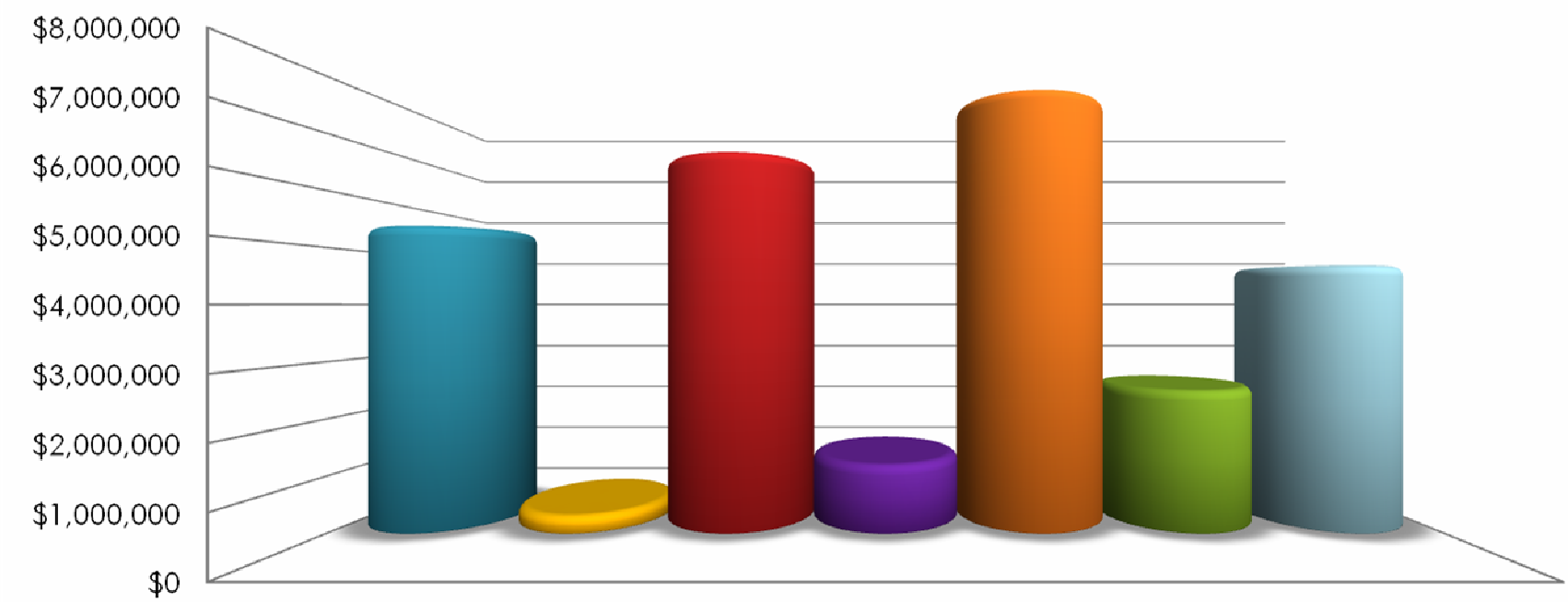
	Diferencia Energía (%)
Antigua-13	90%
Nestlé-13	93%
San Gaspar-13	93%
Villa Nueva-13	65%
Amatitlán-13	65%
Mayan Golf-13	74%

*Gráfica 20 Costo energía no suministrada (10*BTS) caso Antigua-Amatitlán-Villa Nueva*



	Región Antigua	Región Amatitlán	Región Villa Nueva
Caso Base 10*BTS (US $)	13,500,000.00	9,200,000.00	15,300,000.00
Caso Mejorado 10*BTS (US $)	1,100,000.00	3,300,000.00	5,000,000.00

Gráfica 21 Diferencia costo energía no suministrada caso Antigua-Amatitlán-Villa Nueva



	Diferencia Costo de Energía (US $)
Antigua-13	5,400,000.00
Nestlé-13	300,000.00
San Gaspar-13	6,700,000.00
Villa Nueva-13	1,200,000.00
Amatitlán-13	7,800,000.00
Mayan Golf-13	2,500,000.00

RESULTADOS PROYECTO INTEGRAL CIUDAD GUATEMALA

La implementación del Proyecto Integral Ciudad Guatemala beneficia a más de 468,000 usuarios presentando reducciones en la Energía no Suministrada de aproximadamente 104,000 MWh/año, lo cual representa una reducción del orden del 45% en la Energía no Suministrada con respecto a la operación del sistema bajo el escenario definido por el Caso Base, asimismo el beneficio económico que representa la implementación del Proyecto valorando la Energía no Suministrada a 10 veces la Tarifa de Baja Tensión Simple (BTS) asciende a US$ 33.9 millones anuales.

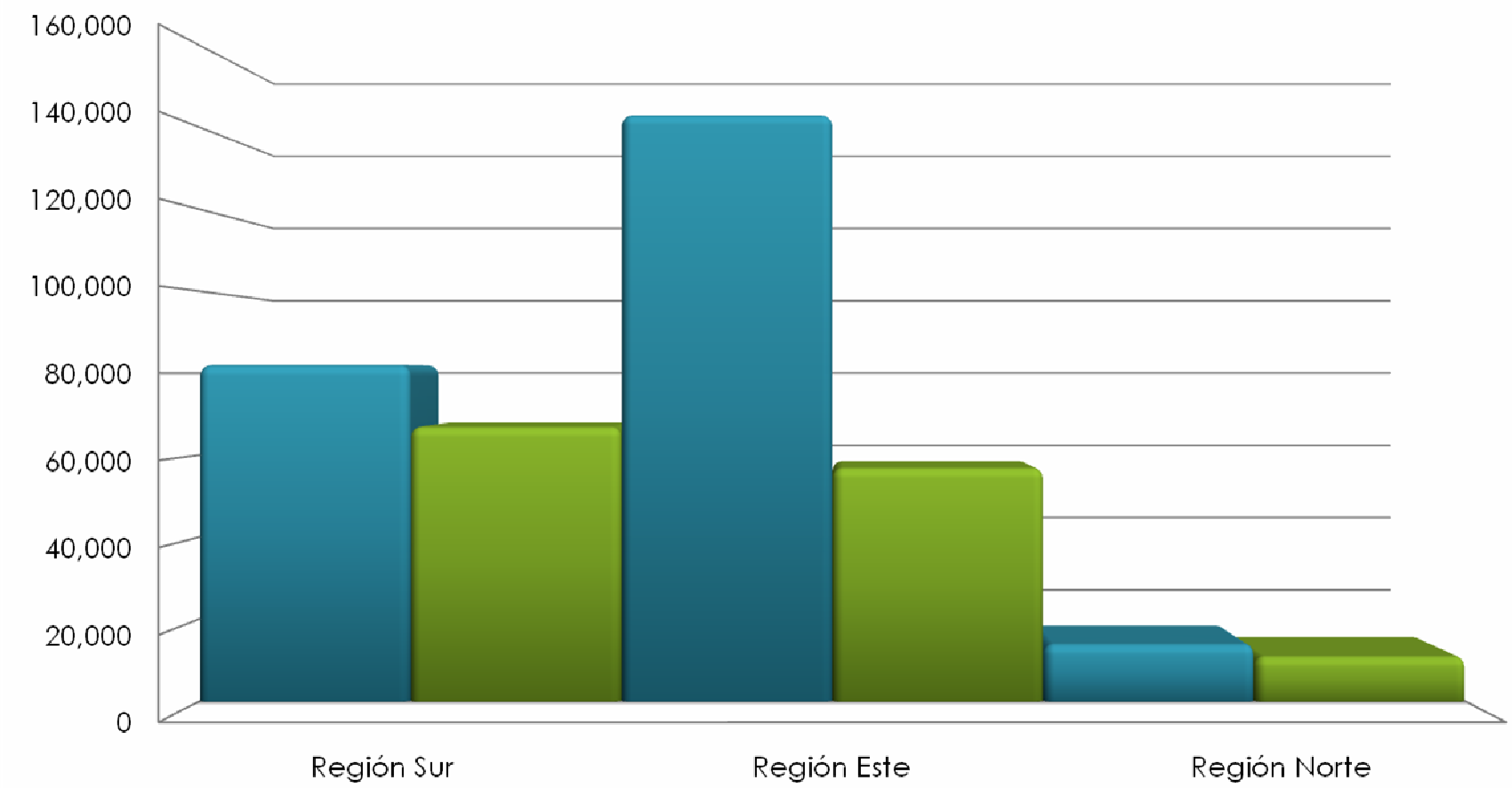
La inversión del Proyecto Integral Ciudad Guatemala será aproximadamente de US$ 10.5 millones.

La tabla 10 muestra el detalle de los usuarios beneficiados por la construcción y puesta en operación comercial del Proyecto Integral Ciudad Guatemala.

Tabla 13 Usuarios beneficiados Proyecto Integral Ciudad Guatemala

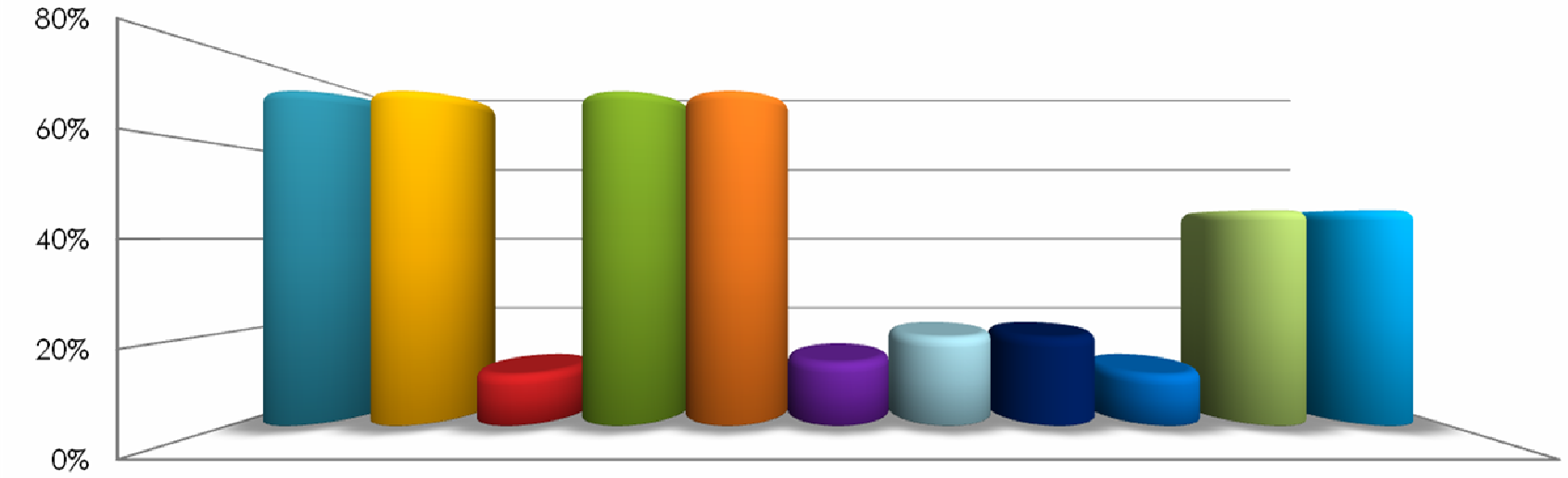
Proyecto Ciudad Guatemala	
	Usuarios Beneficiados
Baja Tensión	468,000
Grandes Usuarios 13.8 kV	508
Grandes Usuarios 69 kV	25

Gráfica 22 Energía no suministrada caso Ciudad Guatemala



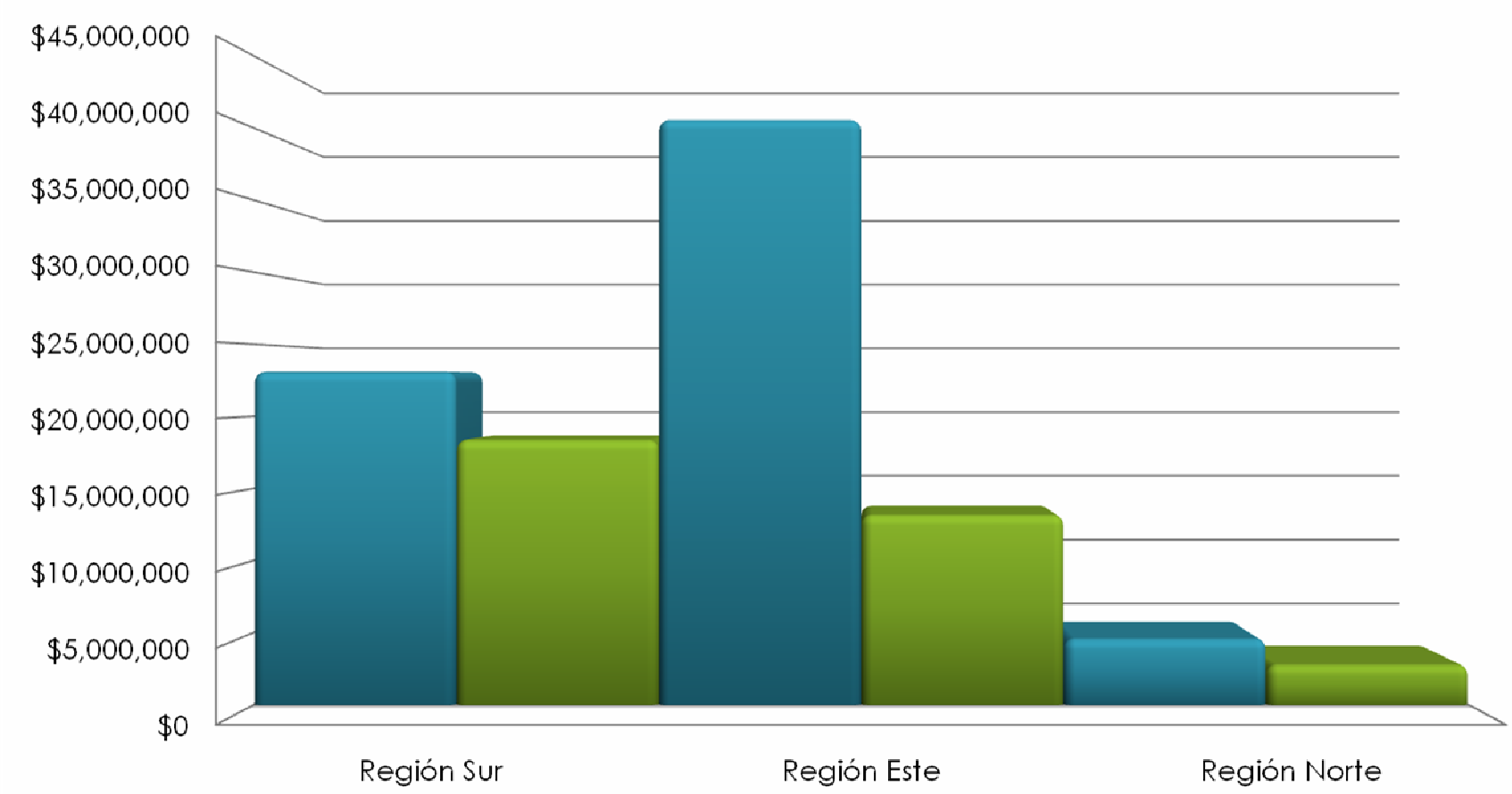
	Región Sur	Región Este	Región Norte
ECB(MWh/año)	82,000.00	143,000.00	14,000.00
ECM(MWh/año)	67,000.00	57,000.00	11,000.00

Gráfica 23 Diferencia energía no suministrada caso Ciudad Guatemala



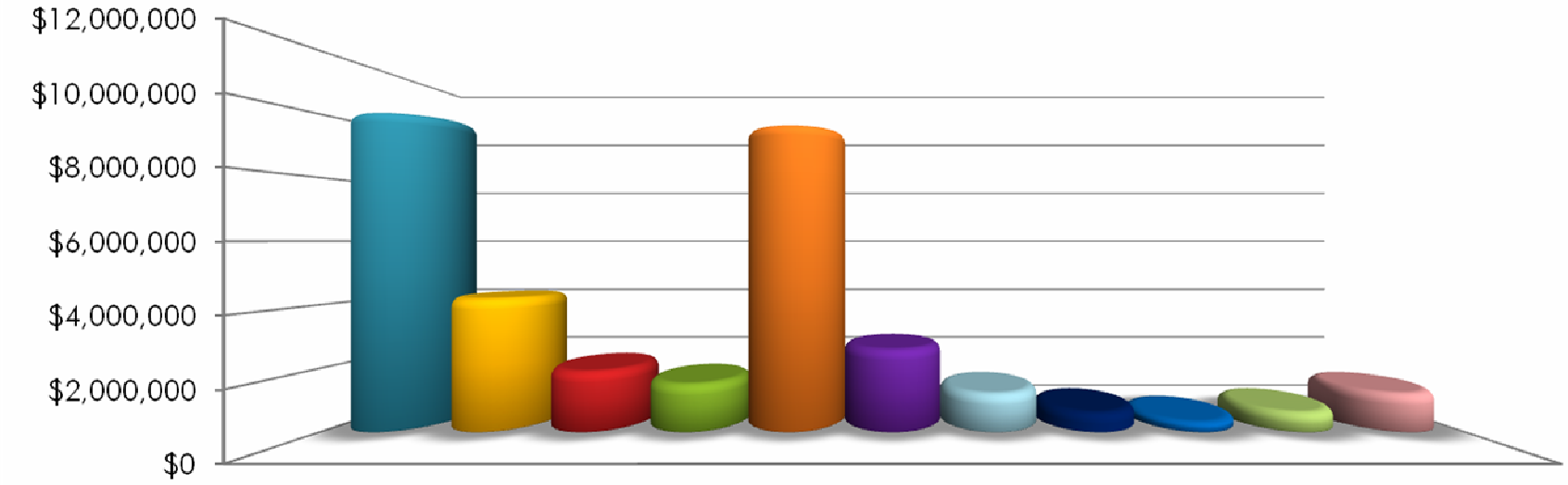
	Diferencia Energía (%)
Cambray-13	72%
Ciudad Vieja-13	72%
Guadalupe-13	11%
Monte Cristo-69	72%
Los Próceres-13	72%
Hincapié-13	14%
Héctor Flores-13	19%
Llano Largo-13	19%
Colgate-69	11%
Maderas de Guatemala-69	46%
Ojo de Agua-69	46%

*Gráfica 24 Costos de energía (10*BTS) caso Ciudad Guatemala*



	Región Sur	Región Este	Región Norte
Caso Base 10*BTS (US $)	23,100,000.0	40,600,000.0	4,600,000.0
Caso Mejorado10*BTS (US $)	18,400,000.0	13,200,000.0	2,800,000.0

Gráfica 25 Diferencia costo energía no suministrada caso Ciudad Guatemala



	Diferencia Costo de Energía (US $)
Cambray-13	10,100,000.00
Ciudad Vieja-13	4,200,000.00
Guadalupe-13	1,900,000.00
Monte Cristo-69	1,500,000.00
Los Próceres-13	9,700,000.00
Hincapié-13	2,600,000.00
Héctor Flores-13	1,200,000.00
Llano Largo-13	600,000.00
Colgate-69	300,000.00
Maderas de Guatemala-69	600,000.00

ANÁLISIS DE REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS

La construcción y puesta de las obras de transmisión que forman parte de los proyectos integrales de ampliación, adecuación y reforzamiento de los sistemas secundarios de la región central, también ofrece beneficios por la reducción de pérdidas de transmisión a la operación del sistema en su conjunto, dicha disminución en las pérdidas de transmisión se registra en 1.05 MW, 1.83 MW y 1.04 MW para el Proyecto Integral Escuintla, Proyecto Integral Antigua-Amatitlán-Villa Nueva y Proyecto Integral Ciudad Guatemala respectivamente. Dicha reducción de pérdidas de transmisión es comparable con la instalación de una central de Generación Distribuida Renovable de 4 MW.

Las pérdidas fueron valoradas a un precio spot de la energía de 120.833 US$/MWh, totalizando para los tres proyectos integrales US $ 315,350.04 – año. El cálculo se hizo tomando en cuenta la tarifa BTS de 1.769354 US/kWh y una tasa de cambio de 8.0036 Q/US$.

Las siguientes tablas muestran la información relacionada.

Tabla 14 Análisis de pérdidas

Escenario	Caso Base-Proyecto Escuintla	Caso Base-Proyecto Antigua-Amatitlán-Villa Nueva	Caso Base-Proyecto Ciudad Guatemala
ES+EH	1.05 MW	1.83 MW	1.04 MW
ES+EH	US$ 84,500.00 - año	US$ 147,500.00 - año	US$ 83,000.00 - año

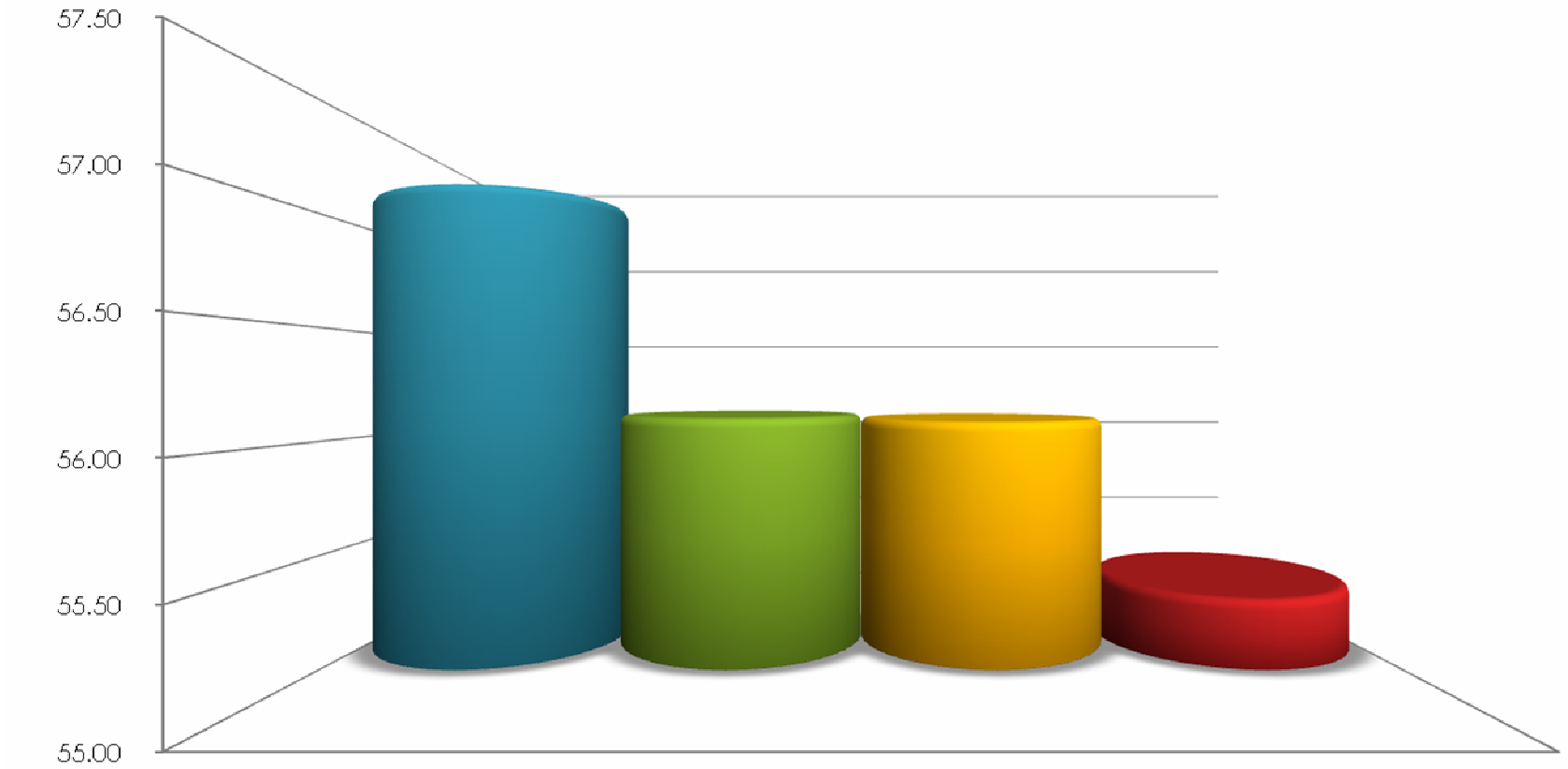
Tabla 15 Factores económicos para la valorización del beneficio económico por reducción de pérdidas de transmisión

BTS EEGSA 10/02/2010 (Q/kWh)	1.769354
Tipo de Cambio (Q/US$)	8.0036
BTS (US$/MWh)	221.069769

La reducción de pérdidas de transmisión en la red equivale a la instalación de una central de generación distribuida renovable de aproximadamente 4 MW, esto representa una reducción en la emisión de Dióxido de Carbono (CO2) alrededor de 21,200 TM al año, esto se puede traducir como un beneficio para el medio ambiente ya que el CO2 es un gas que en exceso acentúa el fenómeno conocido como efecto invernadero, que a su vez contribuye al calentamiento global.

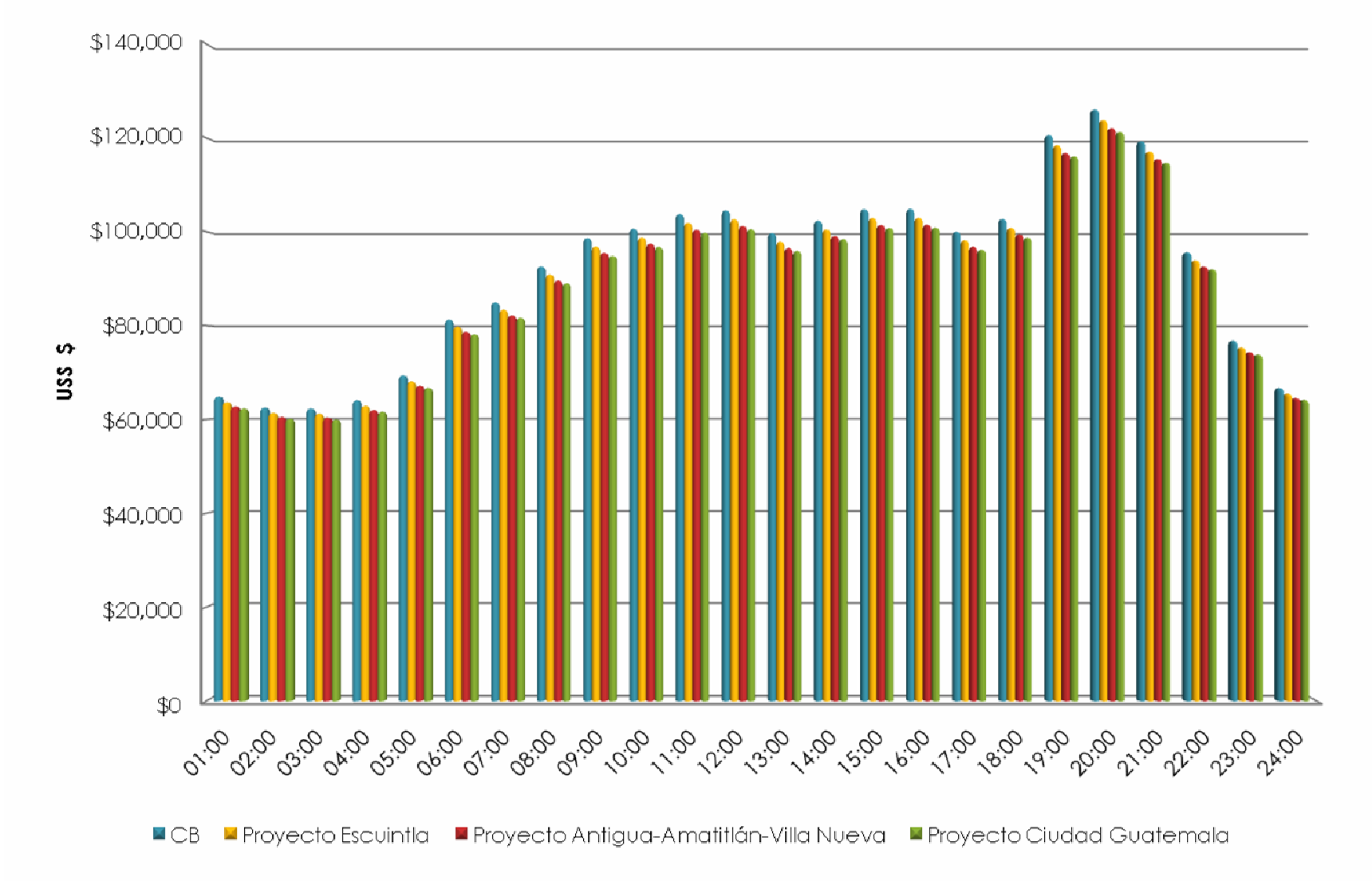
El impacto de esta reducción se reflejará en las tarifas de los usuarios finales, ya que el porcentaje de pérdidas, incluido en la tarifa, disminuirá debido al aumento de la confiabilidad en la red; presentando un beneficio de US $315,000.00 al año.

Gráfica 26 Pérdidas en la red (MW)

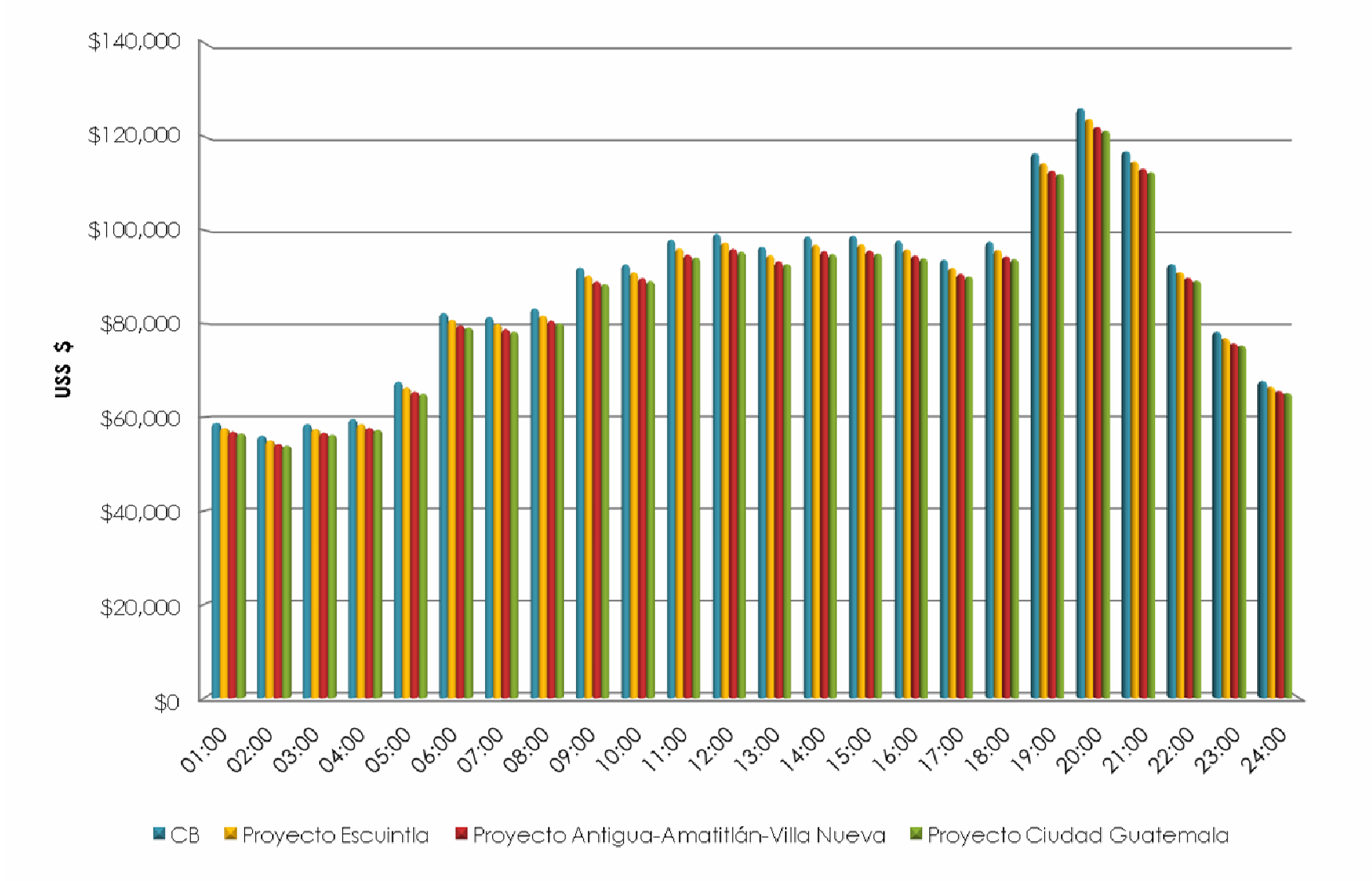


	Pérdidas (MW)
Caso Base	57.14
Caso Ciudad Guatemala	56.10
Caso Escuintla	56.09
CasoAntigua-Amatitlán-Villa Nueva	55.31

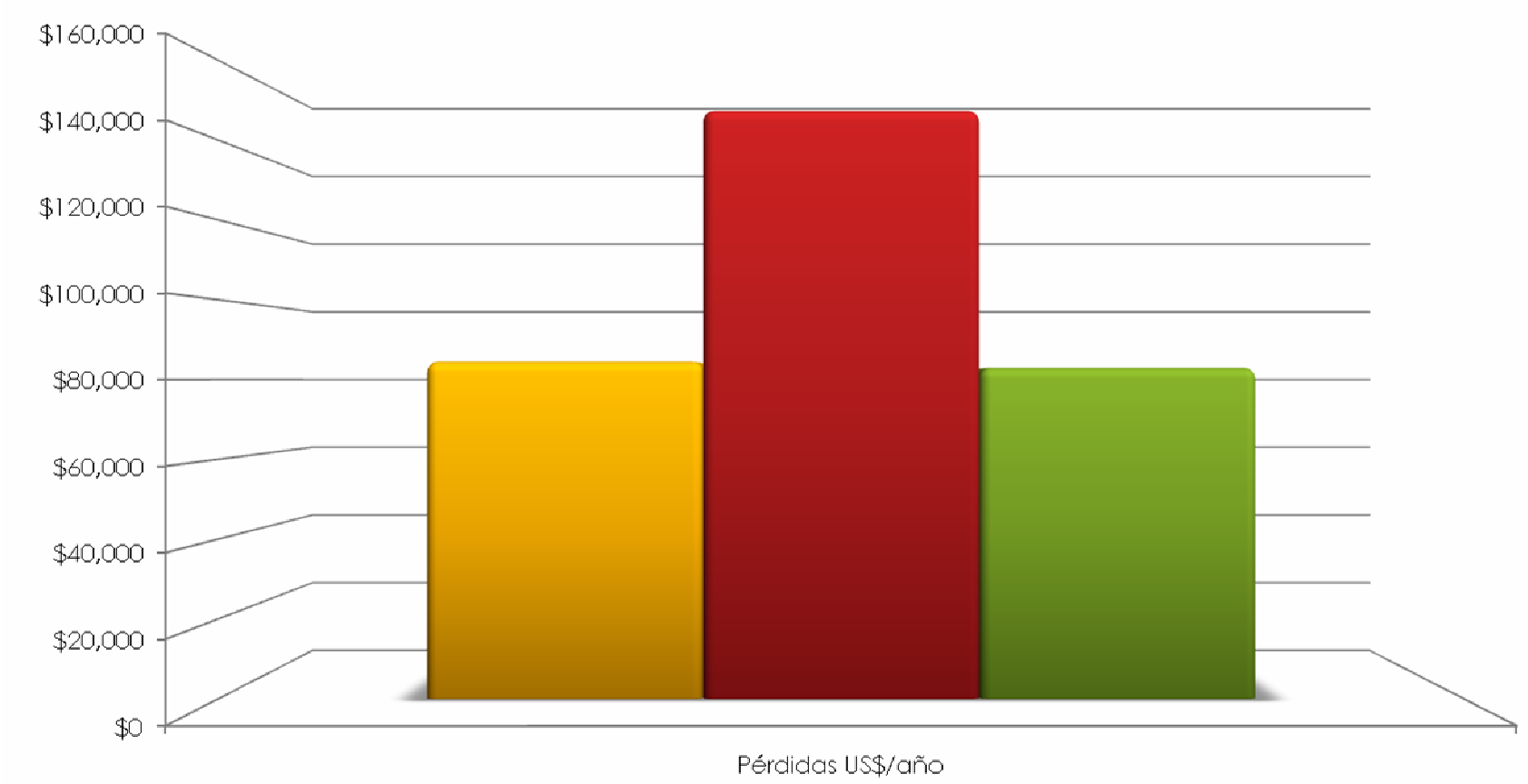
Gráfica 27 Costo horario de las pérdidas de transmisión para un día típico correspondiente a la época lluviosa



Gráfica 28 Costo horario de las pérdidas de transmisión para un día típico correspondiente a la época seca



Gráfica 29 Costo de pérdidas al año



	Pérdidas US$/año
Proyecto Escuintla	84,500.00
Proyecto Antigua-Amatitlán-Villa Nueva	147,500.00
Proyecto Ciudad de Guatemala	83,000.00

CONCLUSIONES

1. La implementación de los proyectos integrales presenta reducciones de energía no suministrada a los usuarios finales aproximadamente del 50, 75 y 45 por ciento para los anillos de los Proyectos Integrales Escuintla, Antigua-Amatitlán-Villa Nueva y Ciudad Guatemala respectivamente respecto del caso base.

2. Para cada uno de los anillos se presenta un ahorro en el costo de la energía no suministrada aproximadamente de 50% para el anillo Escuintla, 75% para el anillo Antigua-Amatitlán-Villa Nueva y de 50% para el anillo Ciudad Guatemala.

3. Al finalizar el desarrollo de los proyectos integrales se podrá observar una reducción en las pérdidas con respecto al caso base de 1.84, 3.20 y 1.82% para los proyectos Escuintla, Antigua-Amatitlán-Villa Nueva y Ciudad Guatemala respectivamente.

4. Finalizados los proyectos integrales se obtendrá un aproximado de usuarios beneficiados de 763,000 en media tensión, 732 grandes usuarios en 13.8 kV, 38 grandes usuarios en 69 kV y 9 generadores.

5. La reducción de las pérdidas de transmisión en la red presenta beneficios económicos a los usuarios finales debido a la disminución que se presentará en el porcentaje a pagar debido a las pérdidas que se encuentra incluido en la tarifa.

6. Un equivalente de la reducción de pérdidas de transmisión que se presentará con la implementación de los proyectos integrales, es la instalación de una central de generación distribuida renovable de 4 MW; que representa reducciones en la emisión del Dióxido de Carbono (CO_2), uno de los principales gases de efecto invernadero que contribuye al calentamiento global.

ANEXOS

ANEXO A

NEMÓNICOS

ACA	Acacias
AMA	Amatitlán
ANT	Antigua
BAR	Bárcenas
CER	Cerritos
CMB	Cambray
COL	Colgate
CVI	Ciudad Vieja
GDA	Guadalupe
HFL	Héctor Flores
HIN	Hincapié
LLA	Llano Largo
LPR	Los Próceres
LUC	Santa Lucia
MCR	Monte Cristo
MGO	Mayan Golf
MGU	Maderas de Guatemala
NES	Nestlé
OJO	Ojo de Agua
PLM	Palmeras
PRT	Portuaria
PSJ	Puerto San José
RBR	Rodríguez Briones
SGA	San Gaspar
SLU	San Lucas
SMM	Santa María Márquez
VNU	Villa Nueva

ACRÓNIMOS Y SIGLAS

CB	Caso base.
CBCA	Costo del Beneficio de la Confiabilidad Asociada.
CENS	Costo de energía no suministrada.
CM	Caso mejorado.
CNEE	Comisión Nacional de Energía Eléctrica.
EEGSA	Empresa Eléctrica de Guatemala, S.A.
ENS	Energía no suministrada.
NTT	Norma Técnica para la Expansión del Sistema de Transmisión.
PET	Plan de Expansión del Sistema de Transporte.
SNI	Sistema nacional interconectado.
TRELEC	Transportista Eléctrica Centroamericana.

UNIDADES DE MEDIDA

GWh	Giga vatios hora.
kV	Kilo voltio.
MVA	Mega voltio-amperio.
MW	Mega vatio.
MWh	Mega vatio hora.
US $	Dólares de Estados Unidos de América.
TM	Tonelada métrica.

MÚLTIPLOS

Prefijo	Símbolo	Factor
Kilo	k	1,000
Mega	M	1,000,000
Giga	G	1,000,000,000
Tera	T	1,000,000,000,0

ANEXO B

GLOSARIO

1. **Deslastre de carga**: Es un mecanismo de emergencia que emplea la desconexión automática de carga como último recurso para evitar un apagón en el sistema eléctrico de potencia.

2. **Falla**: Ocurrencia repentina de cortocircuitos en los componentes de un sistema eléctrico de potencia durante la operación normal.

3. **Generación Distribuida Renovable:** Modalidad de generación de electricidad, producida por unidades de tecnologías de generación con recursos renovables, que se conectan a instalaciones de distribución cuyo aporte de potencia neto es inferior o igual a % MW.

4. **Maniobra manual**: Operación realizada por el personal encargado de una subestación con el objeto de realizar la conexión y/o desconexiòn de los equipos de potencia de dicha subestación en forma manual.

5. **Maniobra remota**: Operación de conexión y/o desconexión de los equipos de potencia realizada desde un centro de control.

6. **Método de Newton Raphson Extendido**: Método matemático numérico utilizado para resolver flujos de carga en redes de transmisión de energía eléctrica.

7. **Protección diferencial de línea**: Sistema de protección que detecta el error en la corriente de una línea por comparación de las corrientes en sus dos extremos, captadas por medio de transformadores de corriente.

REFERENCIAS

1. Ley General de Electricidad,
   Decreto número 93-96

2. Norma Técnica para la Expansión del Sistema de Transmisión –NTT–

3. Resolución CNEE-163-2008
   Plan de Expansión del Sistema de Transporte 2008-2018

4. Resolución CNEE-153-2010,
   Especificaciones técnicas,
   Obras de Transmisión, Plan de expansión de las redes de transporte,
   TRELEC S.A.

5. Análisis de Confiabilidad
   NEPLAN versión 5.4.2,
   Guía del usuario

6. Cálculo de índices nodales y funcionales de confiabilidad en sistemas eléctricos de potencia,
   Soto Retamal, Manuel Ricardo
   Universidad Católica de Chile

7. Cálculo de los índices de confiabilidad de circuitos eléctricos de distribución de 13.8 y 24 kV en Venezuela,
   Congreso Latinoamericano de distribución eléctrica, CLADE 2008